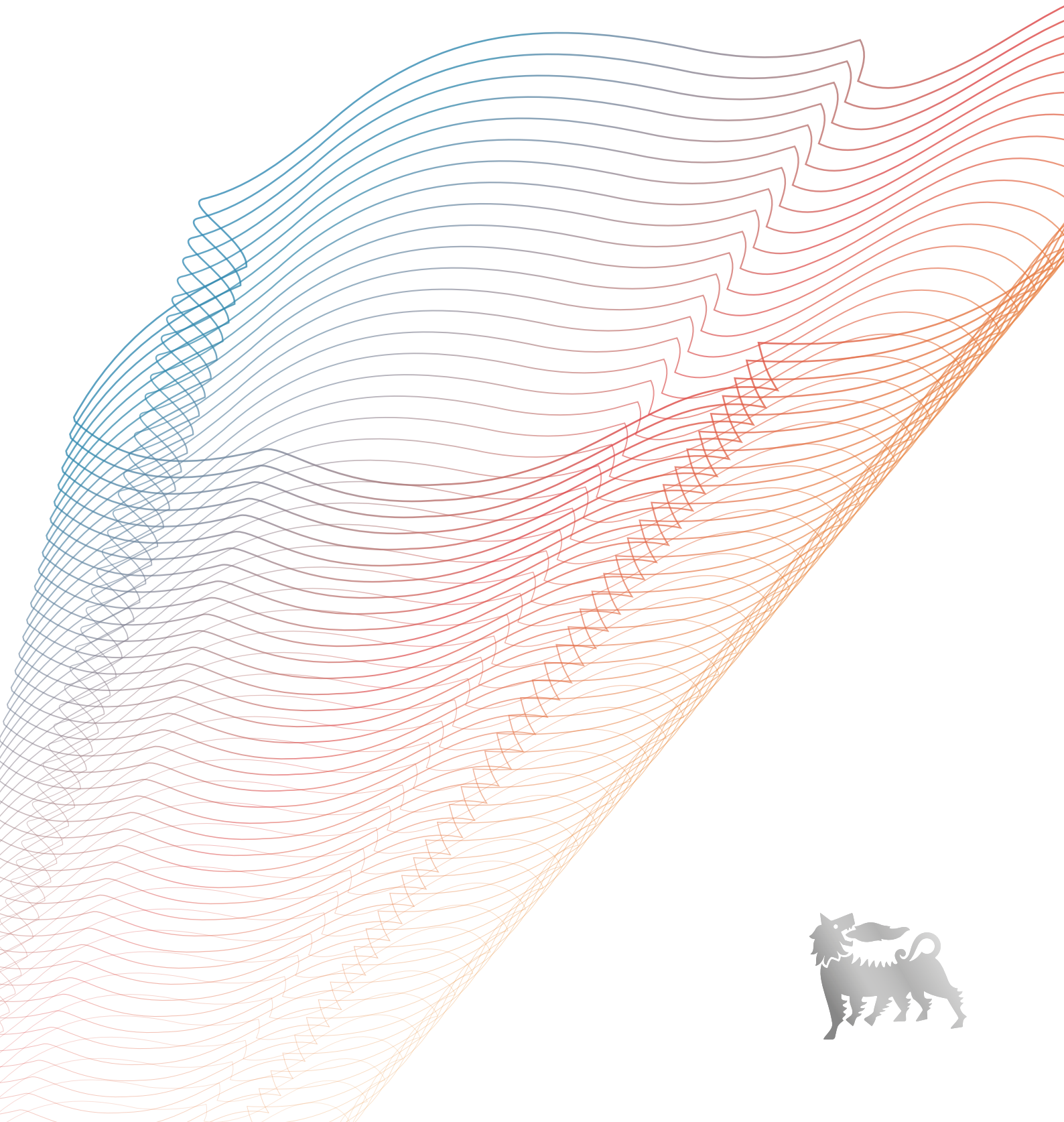
1INFO
DIGITAL SIGN

Eni

Relazione Finanziaria Annuale

2019



Indice

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

Attività 3
Modello di business 4
Approccio responsabile e sostenibile 5
Lettera agli azionisti 6
Eni in sintesi 12
Attività di stakeholder engagement 14
Strategia 16
Risk Management Integrato 20
Governance 24
Andamento operativo
- Exploration & Production 30
- Gas & Power 49
- Refining & Marketing e Chimica 54
- Corporate e altre attività 60

Commento ai risultati e altre informazioni
- Commento ai risultati economico-finanziari 63
- Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 88
- Fattori di rischio e incertezza 96
- Evoluzione prevedibile della gestione 115

Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF) 116
Altre informazioni 150
Glossario 151

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

371 | ALLEGATI

DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO

La presente Relazione sulla gestione include la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di dichiarazione non finanziaria, relativa ai temi:

- ambientali;
- sociali;
- attinenti al personale;
- attinenti al rispetto dei diritti umani;
- attinenti alla lotta alla corruzione.

La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati nel presente report sono stati definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards).

BILANCIO INTEGRATO

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2019 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2019	2018	2017
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	69.881	75.822	66.919
Utile (perdita) operativo		6.432	9.983	8.012
Utile (perdita) operativo adjusted[a]		8.597	11.240	5.803
Utile (perdita) netto adjusted[a][b]		2.876	4.583	2.379
Utile (perdita) netto[b]		148	4.126	3.374
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392	13.647	10.117
Investimenti tecnici		8.376	9.119	8.681
di cui: ricerca esplorativa		*586*	*463*	*442*
sviluppo riserve di idrocarburi		*5.931*	*6.506*	*7.236*
Dividendi per esercizio di competenza[c]		3.089	2.989	2.881
Dividendi pagati nell'esercizio		3.018	2.954	2.880
Totale attività a fine periodo		123.440	118.373	114.928
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		47.900	51.073	48.079
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		11.477	8.289	10.916
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		17.125	n.a.	n.a.
Capitale investito netto		65.025	59.362	58.995
di cui: Exploration & Production		*53.358*	*50.358*	*49.801*
Gas & Power		*2.744*	*3.143*	*3.394*
Refining & Marketing e Chimica		*10.387*	*7.371*	*7.440*
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,9	13,8	13,8
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.592,2	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa[d]	(€ miliardi)	50	50	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.
(b) Di competenza azionisti Eni.
(c) L'importo 2019 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2019	2018	2017
Utile (perdita) netto				
- per azione[a]	(€)	*0,04*	*1,15*	*0,94*
- per ADR[a][b]	($)	*0,09*	*2,72*	*2,12*
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione[a]	(€)	*0,80*	*1,27*	*0,66*
- per ADR[a][b]	($)	*1,79*	*3,00*	*1,49*
Cash flow				
- per azione[a]	(€)	*3,45*	*3,79*	*2,81*
- per ADR[a][b]	($)	*7,72*	*8,95*	*6,35*
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	5,3	8,5	4,7
Leverage ante IFRS 16		24	16	23
Leverage post IFRS 16		36	n.a.	n.a.
Gearing		26	14	18
Coverage		7,3	10,3	6,5
Current ratio		1,2	1,4	1,5
Debt coverage		72,4	164,6	92,7
Net Debt/EBITDA adjusted		100,7	45,2	80,6
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,86	0,83	0,80
Total Share Return (TSR)	(%)	6,7	4,8	(5,6)
Dividend yield[c]		6,3	5,9	5,7

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).
(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

DIPENDENTI

(numero)	2019	2018	2017
Exploration & Production	11.502	11.645	11.970
Gas & Power	3.015	3.040	4.313
Refining & Marketing e Chimica	11.291	11.136	10.916
Corporate e altre attività	6.245	5.880	5.735
Gruppo	**32.053**	**31.701**	**32.934**

INNOVAZIONE

		2019	2018	2017
Spesa in R&S	(€ milioni)	194	197	185
Spesa Digital Transformation		105	86	n.d.
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	34	43	27

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,35	0,33
di cui: Exploration & Production		0,33	0,30	0,28
dipendenti		*0,18*	*0,29*	*0,23*
contrattisti		*0,37*	*0,30*	*0,30*
Gas & Power		0,59	0,56	0,37
dipendenti		*0,46*	*0,34*	*0,45*
contrattisti		*0,84*	*0,99*	*0,23*
Refining & Marketing e Chimica		0,27	0,56	0,62
dipendenti		*0,24*	*0,49*	*0,56*
contrattisti		*0,29*	*0,62*	*0,69*
Corporate e altre attività		0,51	0,53	0,41
dipendenti		*0,20*	*0,55*	*0,21*
contrattisti		*1,01*	*0,48*	*1,00*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	41,20	43,35	43,15
di cui: CO_2 equivalente da combustione e da processo		*32,27*	*33,89*	*33,03*
CO_2 equivalente da flaring		*6,49*	*6,26*	*6,83*
CO_2 equivalente da venting		*1,88*	*2,12*	*2,15*
CO_2 equivalente da emissioni fuggitive di metano		*0,56*	*1,08*	*1,14*
Emissioni dirette di GHG - Exploration & Production		22,75	24,06	24,02
Emissioni dirette di GHG - Gas & Power		10,47	11,08	11,30
Emissioni dirette di GHG - Refining & Marketing e Chimica		7,97	8,19	7,82
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(tonnellate di CO_2eq/migliaia di boe)	19,58	21,44	22,75
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm^3)	1,9	1,9	2,3
Volumi totali oil spill (>1 barile)[a]	(barili)	7.258	6.687	6.559
di cui: da atti di sabotaggio		*6.222*	*4.022*	*3.236*
operativi		*1.036*	*2.665*	*3.323*
Acqua di formazione reiniettata	(%)	58	60	59
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda (Eni Rewind)	(milioni di metri cubi)	5,1	4,8	4,2
Acqua di falda utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata rispetto al totale acqua di falda trattata (Eni Rewind)	(%)	19	21	21
Rifiuti recuperati rispetto ai rifiuti recuperabili (Eni Rewind)		59	58	48

(a) Dati aggiornati come riportato a pagina 132.

DATI OPERATIVI

		2019	2018	2017
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.871	1.851	1.816
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.268	7.153	6.990
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	10,6	10,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	92	100	103
Profit per boe[a]	($/boe)	5,1	9,3	8,7
Opex per boe[b]		6,4	6,8	6,6
Finding & Development cost per boe[c]		15,5	10,4	10,4
GAS & POWER				
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	73,07	76,71	80,83
di cui: in Italia		*37,85*	*39,03*	*37,43*
internazionali		*35,22*	*37,68*	*43,40*
Vendite GNL		10,1	10,3	8,3
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	4,7	4,7	4,7
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	21,66	21,62	22,42
Vendite di energia elettrica		39,49	37,07	35,33
REFINING & MARKETING E CHIMICA				
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,25	8,39	8,54
Quota di mercato rete in Italia	(%)	23,7	24,0	24,3
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.411	5.448	5.544
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.766	1.776	1.783
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	22,74	23,23	24,02
Tasso utilizzo impianti di raffinazione	(%)	88	91	90
Capacità di bioraffinazione	(migliaia di tonnellate/anno)	660	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	256	219	206
Produzioni di prodotti petrolchimici		8.068	9.483	8.955
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	67	76	73

(a) Relativo alle società consolidate.
(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(c) Media triennale.

Eni

Relazione Finanziaria Annuale 2019

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa,

con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta



e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.



Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione.



Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità.



Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.

Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.



La nuova mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere.

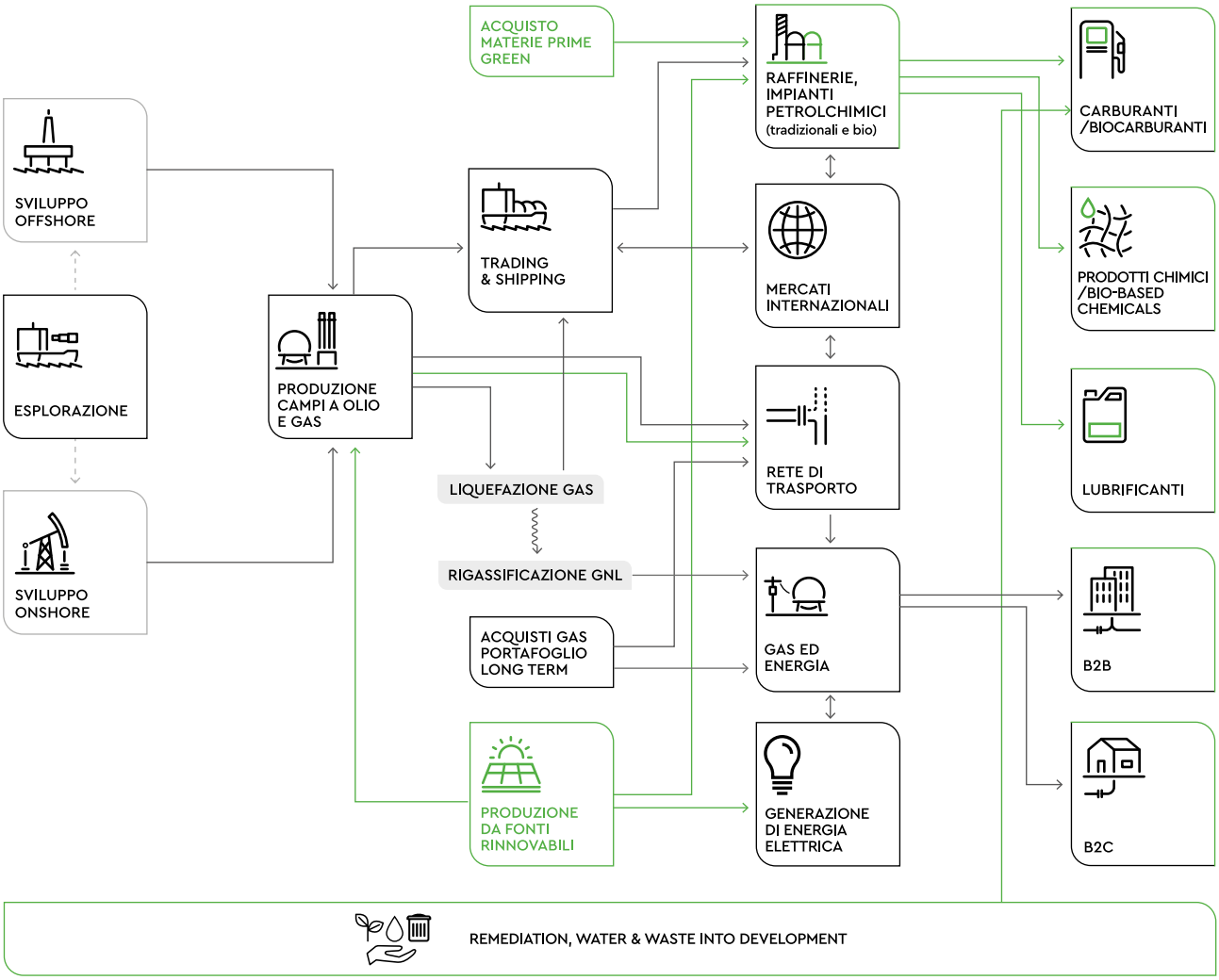
THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS
Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



Attività

Eni è un'impresa dell'energia, presente in 66 Paesi con circa 32.000 dipendenti.
Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Australia, Congo, Emirati Arabi Uniti, Egitto, Ghana, Kazakhstan, Libia, Messico, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Oman, Regno Unito e Stati Uniti, per complessivi 41 Paesi.
Eni commercializza gas, energia elettrica, GNL e prodotti in Europa e in mercati extraeuropei grazie anche alle attività di trading. Le disponibilità sono assicurate dalle produzioni di petrolio e gas upstream, da contratti long term, da un parco di centrali elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis. L'approvvigionamento di materia prima è ottimizzato dal trading.
L'integrazione verticale tra le business unit consente di cogliere sinergie operative ed efficienze di costo.
Eni opera nel business delle energie rinnovabili attraverso lo sviluppo di impianti per la produzione di energie green, anche riconvertendo siti industriali dismessi attraverso iniziative di messa in sicurezza, bonifica e ripristino ambientale.



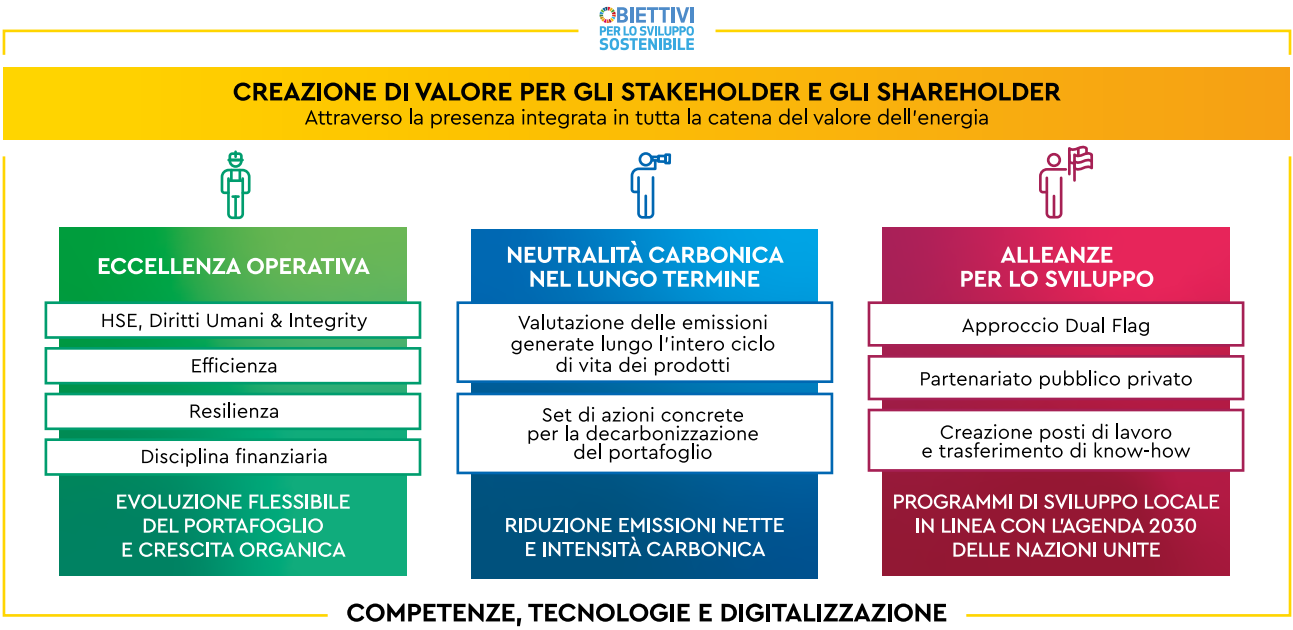
Siamo presenti in 66 Paesi

Eni è una società integrata dell'energia che guarda al lungo termine e che vuole giocare un ruolo determinante nel processo di transizione energetica verso un futuro low carbon. La principale sfida del nostro settore è garantire l'accesso universale all'energia, in maniera efficiente e sostenibile, contrastando il cambiamento climatico, attraverso la massimizzazione dell'efficienza energetica dei propri asset e la totale eliminazione del flaring e delle perdite di metano; la crescita delle fonti low carbon nel proprio portafoglio; la crescita delle fonti a zero emissioni e lo sviluppo di iniziative di economia circolare.
La trasformazione circolare di Eni è stata avviata nel downstream con la prima riconversione al mondo di una raffineria tradizionale in bio-raffineria, la conversione dei rifiuti in prodotti energetici, grazie a tecnologie proprietarie come il Waste To Fuel e con la realizzazione di nuovi processi e prodotti che nel settore della chimica valorizzano materie plastiche di risulta, trasformandole in materie prime seconde. Competenze consolidate, tecnologie, ricerca innovativa e distribuzione geografica degli asset sono le leve per rafforzare un cambiamento fondato sulla sinergia tra stakeholder, la simbiosi industriale ed il cambiamento culturale.

Modello di business

Il modello di business di Eni è volto alla **creazione di valore per gli stakeholder e gli shareholder**, attraverso una forte **presenza lungo tutta la catena del valore**.
Come impresa integrata dell'energia, Eni infatti punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete, rapide ed economicamente sostenibili alle sfide di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.
Per farlo in maniera efficace, Eni combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, estendendo quindi il proprio raggio di azione lungo tre direttrici:

1. **l'eccellenza operativa,**
2. **la neutralità carbonica nel lungo termine,**
3. **le alleanze per la promozione dello sviluppo locale.**



1. In primo luogo, il business di Eni è costantemente indirizzato all'**eccellenza operativa**. Questo si traduce:
   - in un impegno continuo alla valorizzazione delle persone e, in ambito **HSE**, alla salvaguardia della salute e della sicurezza e alla tutela dell'ambiente;
   - nell'**efficienza e resilienza** delle operations, grazie a cui Eni ha accelerato il time-to-market dei progetti, riducendone il break even;
   - in una solida **disciplina finanziaria**;
   - nella massima attenzione alla **integrità** e al rispetto dei **diritti umani**.

   Questi elementi consentono all'azienda di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e al progresso tecnologico e di **crescere organicamente**.
2. In secondo luogo, il modello di business di Eni prevede un percorso di decarbonizzazione orientato alla **neutralità carbonica nel lungo termine**.
   In questo ambito, l'azienda adotta un **approccio** che guarda alle **emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici** e poggia su un **set di azioni che comprende**: la massimizzazione dell'efficienza energetica dei propri asset; la crescita delle fonti low carbon nel proprio portafoglio (con un aumento della quota di gas e bio-fuel e la produzione e commercializzazione di bio-metano); la crescita delle fonti a zero emissioni e lo sviluppo di iniziative di economia circolare. Un ruolo importante sarà inoltre svolto dall'impiego di nuove tecnologie di cattura e utilizzo della CO_2 e dallo sviluppo di progetti per la conservazione delle foreste in conformità con lo schema REDD+.
   Questo approccio e questi strumenti consentiranno ad Eni di **ridurre considerevolmente la propria impronta carbonica**, sia in termini di **emissioni nette** che in termini di **intensità carbonica**.
3. La terza direttrice per la creazione di valore sono le Alleanze per la **promozione dello sviluppo locale** nei Paesi di presenza. L'impegno di Eni, infatti, non è solo rivolto alla valorizzazione delle risorse dei Paesi produttori, destinando la propria produzione di gas al mercato locale e favorendo l'accesso all'elettricità, ma anche alla promozione di un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità: dalla diversificazione delle economie locali, a progetti per la salute, l'educazione, l'accesso all'acqua e l'igiene. Questo approccio distintivo, denominato **Dual Flag**, è basato su collaborazioni con istituzioni, agenzie di cooperazione e stakeholder locali al fine di individuare gli interventi necessari per rispondere alle esigenze delle comunità in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Eni è impegnata, inoltre, nella **creazione di opportunità di lavoro e trasferisce il proprio know-how** e le proprie competenze ai propri partner locali.

Questi fattori distintivi vengono concretizzati all'interno dei Programmi per lo sviluppo locale (**Local Development Program - LDP**) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e in coerenza con i Piani Nazionali di sviluppo per favorire una crescita inclusiva, creando valore di lungo termine. Le iniziative nei Paesi di presenza fanno leva su un approccio integrato attraverso **partnership pubblico-private e alleanze** con altri attori impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

Il modello di business Eni si sviluppa lungo queste tre direttrici facendo leva sulle **competenze interne**, sull'**applicazione di tecnologie innovative** e sul **processo di digitalizzazione**.

Approccio responsabile e sostenibile

Per Eni l'approccio responsabile e sostenibile rappresenta la logica per la creazione di valore nel medio e lungo termine per l'azienda e per tutti gli stakeholder. Tale approccio è sottolineato nella nuova Mission aziendale che rappresenta esplicitamente il percorso di trasformazione intrapreso da Eni per giocare un ruolo determinante nel processo globale di "just transition" verso un futuro low carbon, favorendo l'accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile per tutti e contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).

		IMPEGNI	PRINCIPALI RISULTATI 2019	OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE
NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE	CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO	Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività	• -27% indice di intensità emissiva GHG upstream vs. 2014 • -29% volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo vs. 2014 • -81% emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014 (**TARGET RAGGIUNTO**)	7, 9, 12, 13, 15, 17
MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA	PERSONE	Eni si impegna a sostenere il percorso di transizione attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione psico-fisica delle proprie persone e riconoscendo la diversità come risorsa	• 32.053 dipendenti in servizio al 31 dicembre (reported +1,1% vs. 2018, adjusted[a] 2,0% vs. 2018) • +3,2 punti percentuali incremento donne in assunzione (32,3% nel 2019 vs. 29,1% nel 2018) • Ca. 1,4 milioni di ore di formazione (+16,5% vs. 2018) • 12.000 profili professionali mappati ad oggi	3, 4, 5, 8, 10
	SICUREZZA	Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra i dipendenti, i contrattisti e gli stakeholder locali e si impegna ad azzerare il verificarsi degli incidenti	• TRIR[b] 0,34 • TRIR -3% vs. 2018 (-52% vs. 2014)	3, 8
	RISPETTO PER L'AMBIENTE	Eni promuove l'uso efficiente delle risorse naturali e la tutela delle aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione e si impegna a non effettuare attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO	• Formalizzazione impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO • Estensione della mappatura del rischio biodiversità a tutte le linee di business • Adesione al CEO Water Mandate di Eni • 89% riutilizzo delle acque dolci • -12% prelievi di acqua di mare vs. 2018 • -15% rifiuti da attività produttive generati vs. 2018 • -61% barili sversati da oil spill operativi vs. 2018	3, 6, 9, 11, 12, 14, 15
	DIRITTI UMANI	Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto verso partner e stakeholder	• Pubblicato primo report "Eni for Human Rights" • Classificata nel top 4% tra le 200 società valutate dal CHRB[c] • Firma del "CEO Guide to Human Rights" del WBCSD[d] • 97% contratti di security con clausole sui Diritti Umani • 100% nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	1, 4, 8, 10, 16, 17
	TRASPARENZA E INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS	Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi	• Adesione ad EITI[e] dal 2005 • 9 Paesi in cui Eni supporta i Multistakeholder Group EITI a livello locale • 27 audit con verifiche anti-corruzione	16, 17
ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE	MODELLO DI COOPERAZIONE	Il modello di cooperazione integrato nel modello di business costituisce un elemento distintivo di Eni, che mira a supportare i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo	• €95,3 milioni di investimenti per lo sviluppo locale • Siglata partnership con UNIDO per contribuire all'SDG 9 • Siglati MoU con Angola e Mozambico che coniugano il business tradizionale con l'impegno per la crescita diversificata e sostenibile	1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 15, 17
	INNOVAZIONE TECNOLOGICA	Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business	• €194 milioni investiti in ricerca e sviluppo tecnologico • 34 domande di primo deposito brevettuale di cui 15 depositi sulle fonti rinnovabili	7, 9, 12, 13, 17

(a) Crescita a parità di perimetro, principalmente per cessione Agip Oil Ecuador.
(b) Total Recordable Injury Rate.
(c) Corporate Human Rights Benchmark.
(d) World Business Council for Sustainable Development.
(e) Extractive Industries Transparency Initiative.

Lettera agli azionisti



EMMA MARCEGAGLIA
Presidente



CLAUDIO DESCALZI
Amministratore Delegato

Cari Azionisti,
Alla fine del nostro secondo mandato e all'inizio di un decennio determinante per la definizione del futuro del settore Oil & Gas, siamo orgogliosi di consegnare agli azionisti una Compagnia con eccellenti fondamentali, in grado di generare ritorni al top dell'industria grazie a una cash neutrality progressivamente ridotta e con una strategia che coniuga gli obiettivi di continuo sviluppo in un mercato dell'energia in forte evoluzione con una significativa riduzione dell'impronta carbonica del portafoglio, contribuendo attivamente al processo di transizione energetica e supportando gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Nonostante lo scenario sfavorevole che ha caratterizzato l'industry dal 2014, siamo cresciuti organicamente in modo finanziariamente disciplinato facendo leva sull'esplorazione di successo valorizzata anche secondo il Dual Exploration Model e sulla riduzione del time-to-market delle riserve, aggiornando di anno in anno i nostri record di produzione di olio e gas con un incremento complessivo del 17% rispetto al 2014, raggiungendo un livello di 1,87 milioni di boe/giorno. Abbiamo rafforzato il portafoglio di business, diversificando la presenza geografica con un migliore bilanciamento lungo la catena del valore grazie all'espansione in Medio Oriente sia nell'upstream, sia con l'acquisizione del 20% in ADNOC Refining, alla crescita in Egitto e Indonesia e all'ingresso in Messico, allo sviluppo su scala globale del business del GNL sfruttando l'integrazione upstream-G&P, nonché al potenziamento della piattaforma produttiva in Norvegia con l'operazione Vår Energi e il successivo acquisto da parte di questa società degli asset ExxonMobil. Abbiamo ristrutturato i business del gas e della raffinazione attraverso azioni di efficienza e di ottimizzazione, rendendoli non solo finanziariamente autosufficienti, ma anche in grado di contribuire stabilmente alla generazione di cassa del Gruppo.

Questa strategia ha dimezzato la cash neutrality, oggi in grado di coprire i costi, gli investimenti e il dividendo con il cash flow della gestione a un prezzo del Brent, allo scenario di budget, di 55 $/barile rispetto ai 114 $/barile della baseline 2014. L'attuazione è avvenuta senza l'aumento ma anzi con la riduzione degli investimenti e così l'indebitamento finanziario netto è stato ridotto del 16% al di sotto dei €12 miliardi, dopo la distribuzione nel periodo di dividendi per cassa per oltre €19 miliardi e la prima tranche del buy-back dell'azione Eni per €0,4 miliardi.
Il business Oil & Gas tradizionale ha sostanzialmente accelerato il proprio percorso di decarbonizzazione riducendo la propria intensità emissiva al ritmo del 6% annuo dalla baseline 2014 (-27% cumulato nel periodo). Al percorso di decarbonizzazione hanno inoltre contribuito lo sviluppo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in sinergia con gli asset in portafoglio, la riconversione bio delle raffinerie, il lancio della chimica verde e dei progetti di economia circolare basati sull'utilizzo di materie prime sostenibili e sul riciclo/riuso dei prodotti di scarto (organici e non) e, infine, l'avvio delle iniziative forestry di conservazione delle foreste, complementari alla strategia low carbon.

PROFILO DELL'ANNO

Il primo driver di creazione di valore di Eni è l'esplorazione, competenza distintiva della Compagnia. In questi anni, la nostra esplorazione ha assicurato sia il rimpiazzo delle riserve prodotte con un discovery cost per boe competitivo, primo tassello per la riduzione del break even dei progetti upstream, sia un robusto contributo alla generazione di cassa attraverso l'applicazione del Dual Exploration Model. Questa strategia prevede la monetizzazione anticipata delle scoperte, mediante la diluizione degli elevati working interest posseduti da Eni negli asset esplorativi, mantenendo l'operatorship, ovvero in chiave di asset swap come nel caso dell'ingresso nell'upstream degli Emirati Arabi Uniti avvenuto in contropartita alla cessione di una quota del 10% nella scoperta di Zohr. Il Dual Exploration Model ha generato incassi per circa $11 miliardi, di cui il più recente esempio è la cessione finalizzata a fine 2019 del 20% dell'area di scoperta East Sepinggan nell'offshore dell'Indonesia. Nella conduzione delle attività esplorative, Eni ha sapientemente coniugato esplorazione high-risk/high-rewards con l'esplorazione di prossimità, cioè iniziative di scoperta di risorse incrementali in aree mature in grado di assicurare rapido sostegno alla produzione e ai cash flow grazie alle sinergie con le infrastrutture esistenti. Esempi di tale approccio sono nel 2019 le tre scoperte in Egitto e una in Nigeria contestualmente allacciate alla produzione, nonché la ripresa dell'esplorazione nel Blocco 15/06 in Angola con l'obiettivo di allungare la vita utile delle FPSO in produzione che ha portato a ben cinque scoperte individuando 2 miliardi di barili di olio in posto, di cui la prima, Agogo, è stata recentemente avviata in produzione.

Nei sei anni abbiamo scoperto risorse per circa 6 miliardi di boe, rimpiazzando ampiamente la produzione, a un costo medio unitario di circa 1,1 $/boe; nel 2019 abbiamo individuato 0,8 miliardi di riserve o risorse in aree near-field (Egitto, Algeria, Angola, Nigeria, Ghana e Norvegia) e di frontiera (Vietnam e Indonesia). Il portafoglio di titoli esplorativi è stato rinnovato in questi anni e nel 2019 copre una superficie di circa 360.000 chilometri quadrati di cui 36.000 chilometri quadrati acquisiti nel 2019.

La riduzione del time-to-market delle riserve è l'altro grande driver di creazione di valore dell'upstream. Dal 2014 i tempi di avvio dei progetti sono stati dimezzati a 3,6 anni dalla data di scoperta rispetto a una media dell'industria pari a quasi il doppio, facendo leva su un modello di sviluppo efficiente ed originale basato sull'approccio fast-track che consiste nell'esecuzione in parallelo di diverse attività progettuali e realizzazione per fasi dei progetti per minimizzare il capitale inattivo, nonché nell'insourcing di fasi critiche di sviluppo alle quali applicare le nostre distintive competenze industriali (quali l'ingegneria di dettaglio, la supervisione della costruzione e il commissioning). Nel 2019 abbiamo avviato sei nuovi giacimenti, in particolare Area 1 nell'offshore del Messico a soli undici mesi dalla FID, Berkine North in Algeria, Baltim SW in Egitto, Nasr fase 2 in EAU, Trestakk in Norvegia e Agogo in Angola. Questi avvii insieme al ramp-up dei progetti in corso, tra i quali in particolare Zohr che ha raggiunto il record produttivo di 2,7 bcf/giorno, hanno contribuito circa 250 mila boe/giorno di nuova produzione al plateau dell'anno. In aggiunta agli start-up 2019, la crescita produttiva a medio termine sarà sostenuta dalle cinque decisioni finali d'investimento assunte nell'anno, relative alla risorse del Berkine Nord fase 2 in Algeria, Balder X nel portafoglio di Vår Energi, la struttura gas di Dalma in EAU e l'upgrading del progetto GNL di Bonny in Nigeria.

La nostra piattaforma produttiva è stata rafforzata grazie all'espansione in Medio Oriente, all'ingresso nell'upstream del Messico, allo sviluppo delle riserve in Egitto presso Zohr e la Great Nooros Area, nonché alla riorganizzazione della presenza in Norvegia grazie alla costituzione con partner locali della joint venture Vår Energi, che nel suo primo anno di vita ha finalizzato l'acquisizione degli asset di ExxonMobil, che fanno di Vår Energi la seconda più grande società dell'upstream norvegese con un potenziale di crescita atteso fino a 350 mila boe/giorno nel 2023. Tali iniziative hanno contribuito in maniera decisiva al migliore bilanciamento della distribuzione geografica del portafoglio di Eni, in linea con la nostra strategia.

L'eccellenza nelle fasi di esplorazione e sviluppo da cui deriva il contenimento dell'F&D cost unitamente al controllo dei costi operativi ci hanno permesso di dimezzare il break even medio dei progetti in esecuzione a 23 $/barile, rendendoli competitivi in tutti gli scenari di decarbonizzazione.

I successi esplorativi e il progress nella promozione delle riserve hanno consentito di traguardare un tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe del 92% ovvero del 100% al netto dell'effetto prezzo, che si eleva al 117% su base all sources; la media organica triennale è del 98%.

Altra leva di trasformazione è stata l'investimento nella digitalizzazione delle attività. In particolare, nel corso del 2019 abbiamo investito circa €100 milioni nella trasformazione digitale focalizzata sulla sicurezza delle nostre persone, sull'asset integrity, l'efficienza e l'efficacia dei processi operativi e interni e l'attenzione verso i clienti. Presso il Centro Olio Val D'Agri, il programma di trasformazione, sostanzialmente completato, ha contribuito alla riduzione delle fermate

impianto per eventi non pianificati e dei rischi operativi e ha consentito di ridurre i consumi energetici d'impianto e corrispondenti emissioni di CO_2 da combustione e processo.
I business mid-downstream sono stati oggetto di una profonda ristrutturazione ed ora sono finanziariamente sostenibili nel lungo termine. I risultati sono ancora più significativi considerando le debolezze strutturali dello scenario wholesale gas, della raffinazione e delle commodity chimiche a causa dell'eccesso di offerta e della pressione competitiva.

Nel business G&P abbiamo rinegoziato il portafoglio contratti long term allineandolo alle condizioni dei mercati finali ed ottimizzato la logistica, recuperando i volumi di gas pagati e non ritirati con un beneficio finanziario di circa €2 miliardi. Siamo cresciuti nel GNL grazie all'integrazione con il business upstream, massimizzando il valore del gas equity e sostenendo la fase di FID dei progetti operati. Oggi possiamo contare su un portafoglio di 9,5 milioni di tonnellate/anno di volumi contrattati che crescerà progressivamente nel medio termine in linea con il ramp-up/avvio di nuove produzioni di gas equity.
Il business retail G&P è diventato uno stabile generatore di valore grazie alla selettività nella fase di acquisizione, al controllo del credito, alla maggiore efficienza della macchina organizzativa e commerciale, allo sviluppo dei servizi innovativi extra-commodity, nonché alla continua crescita del portafoglio clienti che ha raggiunto a fine 2019 i 9,4 milioni di POD. Con l'ottica di incrementare la proposizione di valore per il cliente è stata acquisita nel 2019 la società Evolvere grazie alla quale Eni diventa leader nella generazione distribuita di energia rinnovabile da impianti fotovoltaici in Italia, in linea con la mission di Eni, che punta a creare valore attraverso la transizione energetica.

La ristrutturazione di R&M ha fatto leva sulle tecnologie proprietarie, sulle opportunità offerte dalla transizione energetica e sulla crescita selettiva. Abbiamo riconvertito i due siti strutturalmente non competitivi di Venezia e Gela in moderne bio-raffinerie con una capacità di lavorazione di 1 milione di tonnellate/anno (a regime dal 2021) che utilizzano la tecnologia proprietaria Ecofining per la produzione di diesel a minore contenuto carbonico, con ricadute positive sui territori. In particolare Gela, avviata ad agosto 2019, è progettata per trattare cariche advanced e unconventional, queste ultime derivanti da scarti della produzione alimentare.
Nel 2019 abbiamo finalizzato per il corrispettivo di $3,24 miliardi l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining, complesso di raffinazione di elevata qualità, dal quale Eni intende estrarre ulteriore valore applicando le proprie tecnologie di incremento della flessibilità operativa e miglioramento dell'efficienza energetica. L'operazione che incrementa del 35% la nostra capacità di raffinazione, rende il portafoglio di Eni sempre più integrato lungo la catena del valore e ancor più resiliente rispetto a uno scenario economico volatile.
Nel marketing oil gli investimenti di upgrading della rete, il miglioramento del servizio, l'efficienza e lo sviluppo del non oil hanno sostenuto una redditività solida e in costante crescita.

Nella Chimica abbiamo progressivamente ridotto il peso dei business commodity esposti alla volatilità dello scenario utilizzando la leva tecnologica per potenziare i segmenti specialties e la chimica verde e da riciclo come ad esempio la linea di prodotti Versalis Revive®, sviluppati nei laboratori di ricerca Versalis.

Al centro delle nostre strategie c'è la volontà della Compagnia di diventare sempre più sostenibile con un ruolo da protagonista nella realizzazione di una transizione energetica socialmente equa in grado di preservare l'ambiente e garantire l'accesso universale all'energia. Il percorso di decarbonizzazione Eni è stato accelerato in questi sei anni facendo leva su interventi diffusi di efficienza energetica, lo sviluppo del business delle energie rinnovabili, il lancio di progetti di economia circolare e l'avvio della partecipazione in iniziative forestry di conservazione delle foreste.

In questo periodo abbiamo ridotto del 27% l'intensità emissiva dell'upstream da circa 27 tonnellate di CO_2 eq/migliaia di boe nel 2014 a meno di 20 tonnellate di CO_2 eq/migliaia di boe nel 2019; il volume di idrocarburi inviato a flaring di processo è diminuito del 29% e le emissioni fuggitive di metano dell'81% rispetto al 2014. I nostri progetti di sviluppo sono selezionati verificandone la compatibilità con i nostri target emissivi.

Lo sviluppo del business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è avvenuto secondo un modello originale che fa leva sulle sinergie industriali, commerciali, logistiche e contrattuali ottenibili dall'integrazione con gli asset esistenti. Nell'ultimo biennio abbiamo realizzato ben 19 unità di generazione di energia da fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico) con una capacità oggi installata di 190 MW e un'ampia diversificazione geografica: Italia, Algeria, Kazakhstan, Australia, Pakistan e Tunisia. Fattore chiave della nostra strategia low carbon è l'evoluzione del Gruppo verso l'economia circolare che si basa sulla sostenibilità delle materie prime (come biomasse e materie prime seconde), sui driver di riciclo/riuso e recupero di materie prime da prodotti di scarto e sulla conversione degli asset in ottica bio e low carbon. La trasformazione di Eni in chiave di economia circolare parte dal downstream e dalle tecnologie proprietarie. Abbiamo realizzato i due grandi progetti di Venezia e di Gela nel 2019, di riconversione di raffinerie tradizionali in bio-raffinerie ottenendo un sensibile miglioramento della matrice ambientale grazie alla riduzione delle emissioni nocive rispetto ai cicli tradizionali (-70% nel caso di Gela). Sempre a Gela abbiamo avviato l'impianto pilota di conversione della frazione organica dei rifiuti civili in prodotti energetici sulla base della nostra tecnologia Waste to Fuel. Nella Chimica stiamo rea-

lizzando nuovi prodotti e processi che valorizzano materie plastiche di scarto per trasformarle in materie prime seconde o in nuovi prodotti direttamente commercializzabili come nel caso della linea di plastiche da riciclo Versalis Revive®.

Il 2019 vede l'ingresso di Eni nelle iniziative forestry per la conservazione delle foreste, che nel lungo termine saranno uno dei driver della nostra strategia low carbon. Il primo accordo è stato fatto in Zambia con un partner esperto in progetti di conservazione delle foreste a lungo termine per entrare come membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project, con il nostro impegno ad acquistare per 20 anni, fino al 2038, crediti di carbonio certificati secondo standard internazionali.

Gli altri pilastri della sostenibilità sociale e ambientale di Eni sono l'approccio Dual Flag e il valore delle partnership. Elemento distintivo di Eni è la conduzione del business secondo il criterio della creazione di valore sia per la Società sia per gli Stati in cui operiamo, nella convinzione che questo rafforzi le relazioni di lungo termine e in definitiva la nostra capacità di accesso alle riserve. Esempi dell'approccio Dual Flag sono il progetto gas in Ghana e il recente MoU firmato con l'Angola per l'attuazione di una serie di iniziative di sostenibilità e miglioramento della qualità della vita aventi come target una comunità di 180.000 persone, compresa la realizzazione di una centrale fotovoltaica da 50 MW.

In coerenza con la nostra strategia di decarbonizzazione e con il nostro impegno per gli SDG ONU, abbiamo promosso in questo periodo partnership con soggetti privati e istituzioni pubbliche con l'idea di condividere competenze, professionalità e risorse relazionali al fine di rendere più incisive le nostre iniziative. In particolare siamo partner di varie agenzie delle Nazioni Unite: ad esempio nel 2019 abbiamo firmato con UNIDO (agenzia ONU per lo sviluppo industriale) una dichiarazione congiunta per sostenere la crescita dell'occupazione giovanile, il supporto alla filiera agroalimentare e all'energia rinnovabile in Africa.

PIANO DI MEDIO-LUNGO TERMINE

Dopo una fase di profonda trasformazione che ha consentito al Gruppo di crescere e diversificare il proprio portafoglio di attività, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni è ora pronta ad una nuova fase di evoluzione del proprio modello di business fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, che combina la sostenibilità economico finanziaria con quella ambientale.
Questa evoluzione sarà, ancora una volta, realizzata facendo leva su know-how, tecnologie proprietarie, innovazione e sulla flessibilità e resilienza degli asset della società, che consentiranno di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare ulteriormente la sicurezza sul lavoro.

I principi fondanti che ispirano e guidano le attività e le azioni del Piano sono:
- contribuire attivamente al raggiungimento di tutti i 17 SDG, su cui si fonda la mission Eni;
- massimizzare l'integrazione del portafoglio lungo tutta la catena del valore, dalla produzione ai clienti finali;
- garantire una rigorosa disciplina finanziaria nelle politiche di investimento e una solida struttura patrimoniale del Gruppo a sostegno della generazione di cassa;
- mantenere una politica di remunerazione progressiva degli azionisti.

Sulla base di questi principi sono state definite strategie e obiettivi operativi al 2035 e al 2050, che delineano il percorso evolutivo e integrato dei singoli business. La velocità dell'evoluzione e il contributo relativo dei business dipenderanno dall'andamento del mercato, dallo scenario tecnologico e dalla normativa di riferimento.

L'Eni del futuro sarà ancor più sostenibile. Sarà rinforzata nel suo ruolo di attore globale nel mondo dell'energia, arricchita da business quali le rinnovabili e l'economia circolare, oggi ai primi passi ma con uno sviluppo futuro di rilievo e altamente connesso ai business esistenti. La produzione Oil & Gas, che prevediamo raggiunga il plateau nel 2025, sarà destinata a ridursi negli anni successivi, principalmente nella componente olio. Ne risulterà un portafoglio ancor meglio bilanciato e integrato che farà della flessibilità e della remunerazione competitiva i suoi ulteriori punti di forza.

L'evoluzione del portafoglio di business avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica, i cui obiettivi sono fissati fin da ora. Per primi ci siamo dati una metodologia di calcolo delle emissioni omnicomprensiva che include emissioni dirette e indirette derivanti dall'uso finale dei prodotti, indipendentemente dal fatto che siano di nostra produzione o acquistati da terzi. Di conseguenza, i target di riduzione delle nostre emissioni assolute di GHG non hanno una quantificazione direttamente comparabile con altre metodologie per l'ampiezza della rilevazione.
In particolare, Eni perseguirà una strategia che punta a:
- ottenere al 2050 la riduzione dell'80% delle emissioni nette scope 1, 2 e 3, riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti (ben oltre la soglia del 70% indicata dalla IEA nello scenario SDS compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi) e del 55% dell'intensità emissiva rispetto al 2018;
- rinforzare il proprio ruolo di attore globale nel mercato dell'energia, facendo leva su un mix di portafoglio delle proprie attività sempre più bilanciato e integrato;

- valorizzare al massimo la flessibilità del proprio portafoglio di attività, capace di rispondere ai fattori esterni di mercato e allo stesso tempo pronto a valorizzarne al massimo le opportunità;
- generare valore per i propri azionisti mantenendo l'attuale politica di remunerazione progressiva.

Sono confermati e ulteriormente estesi gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione:

- net-zero carbon footprint al 2030 per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream;
- net-zero carbon footprint per le emissioni scope 1 e 2 di tutte le attività del Gruppo al 2040.

PIANO D'AZIONE 2020-2023

Considerate le incertezze legate all'outlook macroeconomico e politico e la complessità dell'interazione tra le misure di contrasto al cambiamento climatico e domanda energetica, manteniamo un approccio finanziario prudente nelle decisioni d'investimento. Il piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, prevede investimenti di circa €32 miliardi al 2023 ed è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità con circa il 60% di investimenti non ancora contrattualizzati nel 2022-2023. Il programma di investimenti di Eni è di alto valore e resiliente anche in uno scenario sfidante; in particolare, l'attuale portafoglio di progetti upstream in esecuzione ha un prezzo di break even pari a 23 $/bl (25 $/bl nel precedente piano) e un IRR complessivo di circa il 25%, questi progetti rimangono competitivi anche in presenza di scenari low carbon; infatti, adottando lo scenario IEA SDS che prevede l'applicazione globale di un costo per le emissioni dirette di CO_2 fortemente crescente, l'IRR complessivo si ridurrebbe di 0,7 punti percentuali.

Nella E&P intendiamo massimizzare la generazione di cassa attraverso la crescita organica, i successi esplorativi e l'efficienza nello sviluppo e nelle operations. Nel quadriennio 2020-2023 ci attendiamo una crescente generazione di cassa con un free cash flow organico cumulato superiore a €25 miliardi.

Lo sviluppo dei progetti Oil & Gas in portafoglio consentirà di traguardare un tasso di crescita delle produzioni del 3,5% media annua nell'arco di piano raggiungendo il plateau di 2,2 milioni di boe/giorno. I ramp-up di giacimenti esistenti e gli avvii pianificati contribuiranno al 2023 circa 800 mila boe/giorno. Gli avvii sono ben diversificati dal punto di vista geografico e comprendono lo sviluppo dell'hub 15/06 in Angola, la messa in produzione del cluster di scoperte dell'Area 1 in Messico dopo l'avvio in early production nel 2019, i progetti del portafoglio di Vår Energi in Norvegia (Balder X, Johan Castberg e Breidablikk), lo start-up produttivo di Coral in Mozambico, Merakes in Indonesia e Nenè fase 2B in Congo e le strutture gas di Dalma in EAU. La visibilità su questi progetti è elevata poiché la maggior parte è già in fase di sviluppo, mentre la FID per quelli da avviare allo sviluppo è attesa nel 2020. Gli investimenti programmati per la promozione delle riserve e gli interventi di ottimizzazione della produzione sono di €21 miliardi. Prevediamo quattordici FID rilevanti che ci assicureranno flessibilità e opzioni di crescita oltre l'orizzonte di piano.

Le direttrici strategiche dell'esplorazione sono la disciplina finanziaria nello spending e il bilanciamento tra iniziative near-field/aree proven ed esplorazione di frontiera high-risk/high-reward che sarà attuata in base ai criteri di operatorship ed elevato working interest in funzione della possibile applicazione del Dual Exploration Model in caso di successo. Le attività saranno selezionate in modo da garantire la diversificazione geografica e saranno localizzate principalmente in promettenti bacini in Medio Oriente, Messico, Norvegia e Far East. L'obiettivo è scoprire 2,5 miliardi di boe al costo unitario competitivo di 1,5 $/boe.
La conduzione delle operazioni sarà focalizzata sul continuo sviluppo e implementazione di nuove tecnologie per il miglioramento della performance nel drilling e riduzione rischi di blow out, sull'asset integrity e sull'efficienza energetica.

La creazione di valore nel business wholesale gas di G&P farà leva sul de-risking delle attività e sulla crescita nel GNL. Le direttrici strategiche sono la costante rinegoziazione dei contratti per assicurare l'allineamento dei prezzi ai livelli di mercato e ottenere maggiori flessibilità contrattuali, l'ottimizzazione dei costi di logistica sunk e lo sfruttamento/sviluppo degli asset e delle flessibilità del portafoglio per incrementare i margini. Nel business GNL intendiamo crescere in sinergia con l'upstream per massimizzare il valore delle riserve equity e per entrare in nuovi mercati; l'obiettivo è un portafoglio contrattato di 16 MTPA al 2025, di cui circa il 70% da produzioni equity, in particolare Mozambico, Egitto e Nigeria.
Intendiamo estrarre valore dal business retail G&P attraverso la crescita selettiva nel mercato domestico, il continuo miglioramento dell'efficienza operativa e della customer experience, il controllo del credito e lo sviluppo dei servizi extracommodity facendo leva sullo sviluppo della domanda di efficienza energetica e della generazione distribuita. L'obiettivo a fine piano è un portafoglio di circa 11 milioni di clienti con una crescita del 15% rispetto al 2019.

Prevediamo un forte incremento di redditività di R&M a parità di scenario grazie alle azioni definite nel piano di crescita ed efficienza e alle sinergie con il percorso di decarbonizzazione e di transizione all'economia circolare. Il piano di potenziamento di ADNOC Refining concordato con gli altri partner della venture ci permetterà di massimizzare il ritorno dell'investimento facendo leva su interventi a tecnologia Eni di upgrading della flessibilità operativa della raffineria con conseguente riduzione del costo del feedstock, miglioramento dell'efficienza energetica e mirati incrementi di capacità. Il sistema di raffinazione Europa sarà consolidato grazie al riavvio dell'unità EST a Sannazzaro e altre ottimizzazioni. La capacità di lavorazione green sarà portata al regime target di 1 milione tonnellate/anno (dal 2021) per effetto del ramp-up di Gela e di potenziamenti su Venezia, mentre il

mix di cariche green sarà progressivamente spostato a beneficio di quelle advanced e di seconda generazione sfruttando le iniziative di circolarità Eni con l'obiettivo di azzerare il palm oil entro il 2023. Nel marketing prevediamo risultati stabili e robusti grazie alle azioni di difesa dei volumi, in particolare nei segmenti a elevata marginalità, agli investimenti di ammodernamento e miglioramento dell'efficienza, all'evoluzione da stazione di rifornimento a stazione di servizi, nonché allo sviluppo dei servizi di smart mobility e di vendita di carburanti alternativi.

Il piano industriale Versalis prevede il riposizionamento strategico del business attraverso le direttrici del consolidamento degli asset tradizionali per aumentarne la resilienza allo scenario, lo spostamento del mix produttivo a beneficio delle specialties caratterizzate da maggiori margini e minore volatilità e l'accelerazione della trasformazione green e in chiave di economia circolare. In quest'ultimo ambito sarà ottimizzata la piattaforma produttiva di Matrica che sarà in grado di ottenere applicazioni di elevato valore per l'industria elettronica, della cosmesi e nel campo dei bio-erbicidi, sarà avviata la produzione di bioetanolo da biomasse e sviluppate le iniziative circolari per la produzione di plastiche da riciclo (meccanico e chimico).

La strategia di decarbonizzazione nel breve termine progredirà lungo le direttrici definite: continuo miglioramento dell'efficienza energetica nelle operations, incremento dell'incidenza della produzione di gas sul totale idrocarburi, sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, trasformazione in chiave di economia circolare dei business downstream e il ramp-up delle iniziative forestry. La prima milestone di questo percorso, con un'ottica necessariamente di lungo termine, è il conseguimento della net carbon neutrality del business upstream in relazione ai volumi di produzione equity al 2030.
A medio termine prevediamo il raggiungimento dello zero flaring tecnico nel 2023, l'ulteriore riduzione dell'intensità emissiva upstream che rispetto al 2014 sarà ridotta del 38% per lo stesso anno, lo sviluppo dei progetti di energia rinnovabile con target di capacità installata di 3 GW al 2023 con ramp-up fino a 5 GW al 2025 facendo leva su partnership strategiche, quali quella con CDP in Italia, nonché allo sviluppo dei progetti misti di decarbonizzazione/economia circolare relativi all'utilizzo delle cariche di seconda generazione nelle bio-raffinerie, allo sviluppo della produzione di plastiche da riciclo e di bioetanolo, nonché l'avvio da qui al 2025 di unità Waste to Fuel per il trattamento della frazione organica di rifiuti urbani prodotti da sei milioni di abitanti equivalenti in Italia con la formula del partenariato pubblico-privato. Lo sviluppo delle iniziative di decarbonizzazione e dei progetti di economia circolare sarà sostenuto da un programma di investimenti di €4 miliardi di cui il 65% dedicato all'incremento della capacità di generazione rinnovabile.

In definitiva, le iniziative del piano finalizzate a massimizzare il valore del nostro portafoglio asset consentiranno a Eni di ridurre ulteriormente la cash neutrality rafforzando sempre di più la sostenibilità ambientale della Compagnia coerentemente agli SDG dell'ONU.

Alle donne e agli uomini di Eni va il nostro apprezzamento per la qualità e la costanza dell'impegno profuso in questi anni, senza i quali la Compagnia non avrebbe raggiunto i risultati che ci rendono orgogliosi.

Sulla base dei risultati realizzati nel 2019 proporremo all'Assemblea del prossimo 13 maggio un dividendo unitario di €0,86, di cui €0,43 già distribuito in acconto. In considerazione delle azioni previste nell'orizzonte di piano, Eni conferma la politica di remunerazione degli azionisti e per il 2020 prevede un dividendo pari a €0,89 per azione in crescita del 3,5% e una manovra di buyback di €400 milioni.

27 febbraio 2020

per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



Eni in sintesi

€8,60 MLD
-24% vs. 2018
UTILE OPERATIVO ADJ
DI GRUPPO

€12,1 MLD
-4% vs. 2018
a seguito del peggioramento
dello scenario
FLUSSO DI CASSA NETTO
DA ATTIVITÀ OPERATIVA ADJ

55 $/barile
CASH NEUTRALITY 2019
A SCENARIO DI BUDGET

0,34 TRIR
IN RIDUZIONE DEL 3%
VS. 2018

Nel 2019 Eni ha conseguito eccellenti risultati, rafforzato il portafoglio di business attraverso la diversificazione geografica grazie all'espansione in Medio Oriente sia nell'upstream sia con l'acquisto della partecipazione del 20% in ADNOC Refining, alla crescita in Egitto e Indonesia, allo sviluppo su scala globale del business del GNL, nonché al potenziamento della piattaforma produttiva in Norvegia con l'operazione Vår Energi e il successivo acquisto da parte della JV degli asset ExxonMobil. È stato avviato il processo di riposizionamento strategico di R&M e della Versalis nei business green e dell'economia circolare con l'avvio della bio-raffineria di Gela e il lancio della nuova linea di polimeri da riciclo meccanico delle plastiche usate.

Il business Oil & Gas tradizionale è stato reso più solido anche grazie all'accelerazione del percorso di decarbonizzazione con la riduzione dell'intensità emissiva upstream al ritmo del 6% annuo dalla baseline 2014 (-26% cumulato nel periodo), lo sviluppo del business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in sinergia con gli asset in portafoglio, la riconversione bio delle raffinerie, il lancio della chimica verde e dei progetti di economia circolare basati sull'utilizzo di materie prime sostenibili e sul riciclo/riuso dei rifiuti (organici e non) e, infine, con l'avvio delle iniziative "forestry" di conservazione delle foreste, complementari alla strategia low carbon.

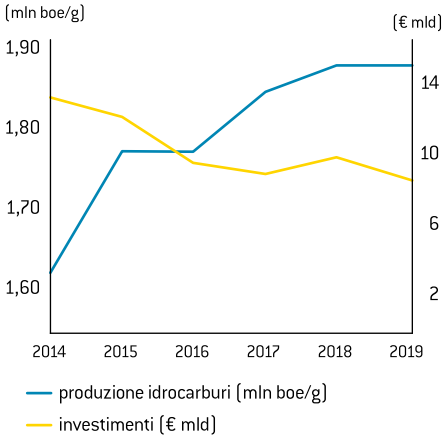
Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato sfidante a causa del rallentamento del ciclo macroeconomico globale, della decelerazione nel commercio internazionale nonché di sviluppi geopolitici avversi. L'insieme di questi fattori ha frenato la domanda di commodity energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e gas nella fase upstream e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/chimica.

BRENT DATED ($/barile)		SERM ($/barile)		CAMBIO MEDIO EUR/USD		PSV vs. TTF (€/kmc)	
2019	64,30	2019	4,3	2019	1,119	2019	29
2018	71,04	2018	3,7	2018	1,181	2018	17
2017	54,27	2017	5,0	2017	1,130	2017	28

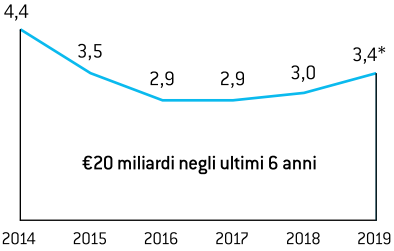
Nonostante lo scenario sfavorevole e i vincoli di cassa, Eni è riuscita a coniugare crescita e disciplina finanziaria facendo leva sull'esplorazione di successo e sulla riduzione del time-to-market delle riserve. Le azioni di crescita ed efficienza e la riduzione dei capex hanno consentito di raggiungere una cash neutrality, ad un prezzo del Brent di 55 $/barile allo scenario di budget 2019, in grado di coprire i costi, gli investimenti e il dividendo con il cash flow della gestione.

Confermata la solidità finanziaria del gruppo con l'indebitamento finanziario netto a €11,48 miliardi (ante applicazione IFRS 16), avendo finanziato l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining del valore di $3,2 miliardi e avendo distribuito nell'esercizio dividendi per €3 miliardi ed eseguito la prima tranche del buy-back di €0,4 miliardi.

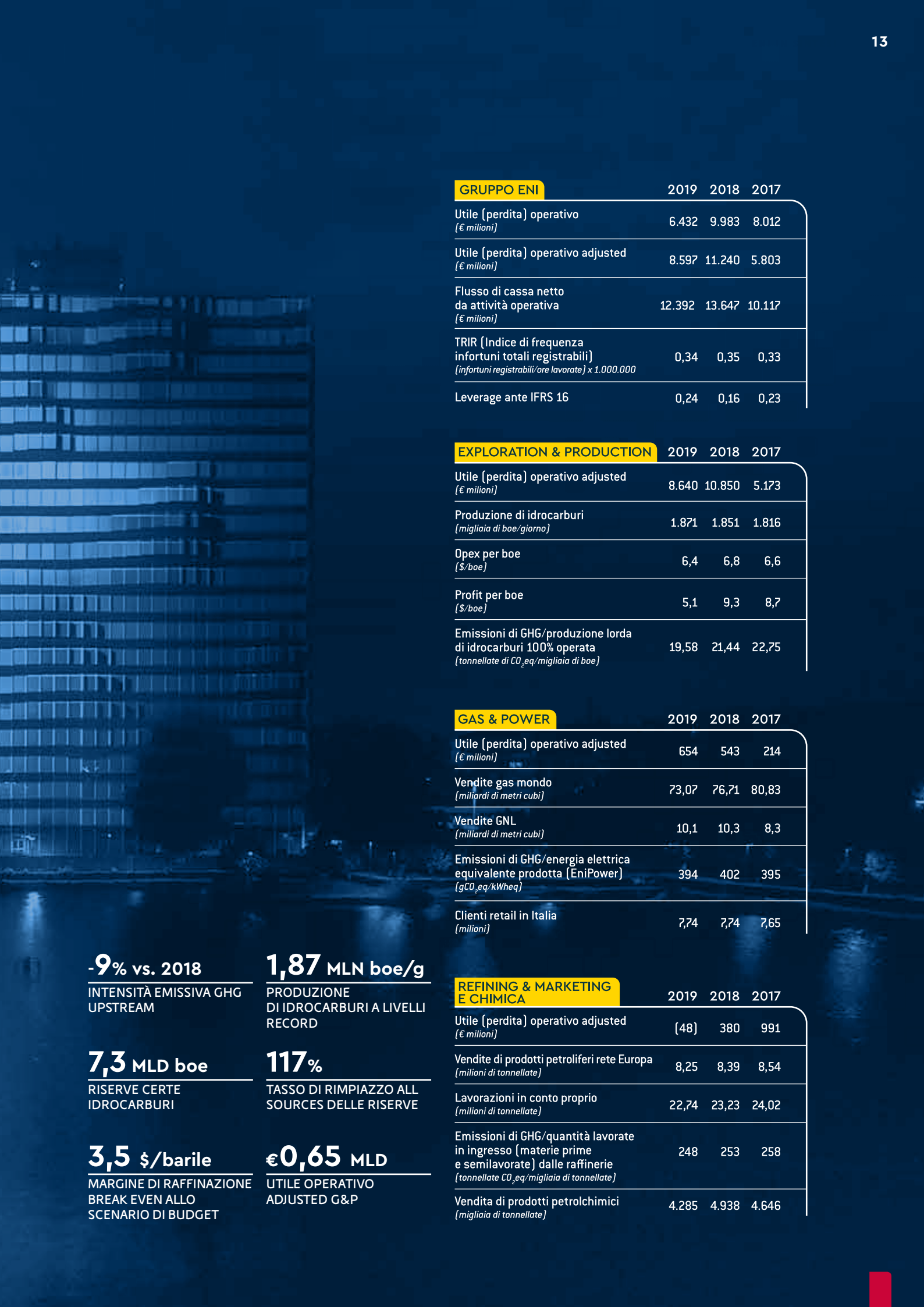
PRODUZIONE VS. INVESTIMENTI



REMUNERAZIONE AZIONISTI ENI (€ mld)



(*) include buy back di €400 milioni nel 2019.



GRUPPO ENI	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo *(€ milioni)*	6.432	9.983	8.012
Utile (perdita) operativo adjusted *(€ milioni)*	8.597	11.240	5.803
Flusso di cassa netto da attività operativa *(€ milioni)*	12.392	13.647	10.117
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) *(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000*	0,34	0,35	0,33
Leverage ante IFRS 16	0,24	0,16	0,23

EXPLORATION & PRODUCTION	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo adjusted *(€ milioni)*	8.640	10.850	5.173
Produzione di idrocarburi *(migliaia di boe/giorno)*	1.871	1.851	1.816
Opex per boe *($/boe)*	6,4	6,8	6,6
Profit per boe *($/boe)*	5,1	9,3	8,7
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata *(tonnellate di CO_2eq/migliaia di boe)*	19,58	21,44	22,75

GAS & POWER	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo adjusted *(€ milioni)*	654	543	214
Vendite gas mondo *(miliardi di metri cubi)*	73,07	76,71	80,83
Vendite GNL *(miliardi di metri cubi)*	10,1	10,3	8,3
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) *(gCO_2eq/kWheq)*	394	402	395
Clienti retail in Italia *(milioni)*	7,74	7,74	7,65

REFINING & MARKETING E CHIMICA	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo adjusted *(€ milioni)*	(48)	380	991
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa *(milioni di tonnellate)*	8,25	8,39	8,54
Lavorazioni in conto proprio *(milioni di tonnellate)*	22,74	23,23	24,02
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie *(tonnellate CO_2eq/migliaia di tonnellate)*	248	253	258
Vendita di prodotti petrolchimici *(migliaia di tonnellate)*	4.285	4.938	4.646

-9% vs. 2018
INTENSITÀ EMISSIVA GHG UPSTREAM

1,87 MLN boe/g
PRODUZIONE DI IDROCARBURI A LIVELLI RECORD

7,3 MLD boe
RISERVE CERTE IDROCARBURI

117%
TASSO DI RIMPIAZZO ALL SOURCES DELLE RISERVE

3,5 $/barile
MARGINE DI RAFFINAZIONE BREAK EVEN ALLO SCENARIO DI BUDGET

€0,65 MLD
UTILE OPERATIVO ADJUSTED G&P

Attività di stakeholder engagement

La relazione con i propri stakeholder, l'ascolto e la condivisione delle scelte con le persone nei Paesi di presenza, sono elementi fondamentali per Eni: la conoscenza del loro punto di vista e delle loro aspettative sono alla base dell'impegno per costruire relazioni trasparenti e durature fondate su un rapporto di reciproca fiducia. Operando in 66 Paesi con contesti sociali, economici e culturali molto differenti tra loro, Eni considera il dialogo e il coinvolgimento diretto degli stakeholder, elementi fondamentali per la creazione di valore di lungo periodo, in ogni fase delle attività di business.

Temi emersi dal confronto con gli stakeholder



Eni, per portare avanti questo confronto quotidiano e proattivo con molteplici interlocutori a livello locale, nazionale ed internazionale, si è dotata dal 2018 di una piattaforma informatica denominata Stakeholder Management System (SMS) che supporta la gestione della sua complessa rete di relazioni. Il sistema è in uso in 37 Paesi e traccia oltre 3.500 stakeholder. L'SMS consente di censire e visualizzare le relazioni con ciascuna categoria di stakeholder, evidenziando le eventuali criticità e aree di miglioramento, i principali temi di interesse, i potenziali impatti sui Diritti Umani, identificando anche l'eventuale presenza di gruppi vulnerabili e di aree censite dall'UNESCO come siti di particolare interesse culturale e/o naturalistico (WHS – World Heritage Sites) nei Paesi di presenza.

Principali attività di stakeholder engagement nell'anno

PS PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI

- → Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e ampliamento della mappatura delle competenze
- → Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e iniziative internazionali a supporto del team building e dell'innovazione (Hackathon)
- → Quarta edizione dell'analisi di clima
- → Iniziative a sostegno della genitorialità (smart working e servizi nido scuola) e dei familiari con disabilità
- → Incontro con sindacati nazionali e internazionali (rinnovo dell'Accordo Quadro Globale) per confronti sulle diverse realtà sociali e sindacali dei Paesi di presenza

CF COMUNITÀ FINANZIARIA

- → Presentazione del piano strategico 2019-2022, seguito da Road-Show del CEO e del top management nelle principali piazze finanziarie
- → Governance Road Show della Presidente
- → Dialogo con il mercato, in particolare sulla politica di remunerazione 2019, in vista dell'Assemblea degli azionisti 2019
- → Incontro ad Abu-Dhabi per investitori ed analisti finanziari dedicato alla strategia di espansione nella penisola arabica
- → Confronti sui risultati trimestrali
- → Partecipazione del top management alle conferenze tematiche organizzate delle banche

CL COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATIONS

- → Coinvolgimento di circa 650 comunità (incluse quelle indigene) vicine agli impianti
- → Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti nonché per la pianificazione, gestione e miglioramento di progetti sociali[a]
- → Mappatura delle relazioni con le comunità, richieste e grievance e definizione dei contenuti dell'engagement locale

FP FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI

- → Coinvolgimento dei fornitori con Human Rights Assessment
- → Comunicazione, feedback e piani di miglioramento
- → Partecipazione al GdL IPIECA: Forum sulle O&G Sustainability best practice
- → Progetto Green Sourcing: individuazione delle leve in ambito supply chain per la riduzione degli impatti ambientali
- → Discussione contenuti delle clausole sui diritti umani nei contratti di joint venture upstream

CC CLIENTI E CONSUMATORI

- → Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle AdC[b] nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche e risanamento ambientale
- → Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare
- → Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti
- → Indagine a rappresentanti nazionali e regionali delle AdC sui temi economia circolare, sostenibilità e transizione energetica

IN ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI

- → Dialogo con il CIDU[c] e con il Punto di Contatto Nazionale (Italia) per le Linee Guida OCSE
- → Incontri con rappresentanti politici e istituzioni italiane, centrali e locali, su tematiche energetiche, climatico-ambientali, di economia circolare e sviluppo sostenibile
- → Partecipazione attiva a tavoli tecnico-istituzionali, commissioni miste, gruppi di lavoro e altri confronti promossi da Governo e Parlamento Italiano
- → Visite di delegazioni delle istituzioni italiane, centrali e locali, presso impianti industriali, siti e centri di ricerca Eni

UR UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA

- → Incontri con Università, Centri di Ricerca e società terze con cui Eni collabora o si interfaccia per lo sviluppo di tecnologie innovative
- → Accordi e collaborazioni con Politecnico di Milano e Torino, Università di Bologna, Napoli e Pavia, MIT, CNR, INSTM, ENEA e INGV[d]
- → Costituzione con CNR di 4 centri di ricerca nel Mezzogiorno per uno sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo
- → Collaborazione col Politecnico di Milano per la realizzazione del Master Universitario di Energy Innovation e per lo sviluppo di Modelli di valutazione degli impatti (questi ultimi anche con Università di Milano – Facoltà di Agraria)

OA ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE E ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

- → Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, EITI[e]
- → Collaborazione con IHRB[f] ed altre istituzioni internazionali sui diritti umani
- → Convegni, dibattiti, seminari ed iniziative di formazione su temi di sostenibilità (energia, economia circolare, bonifiche, responsabilità sociale d'impresa); realizzazione di linee guida e condivisione di best practice
- → Partecipazione agli incontri degli organi associativi e dei tavoli di lavoro su tematiche strategiche, monitorando eventuali evoluzioni legislative
- → Incontri con Associazioni Imprenditoriali Territoriali sul processo di qualifica dei fornitori

CS ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO

- → Sviluppo di nuovi modelli di partenariato pubblico privato
- → Dialogo e sviluppo di collaborazioni con organizzazioni delle Nazioni Unite e Agenzie di cooperazione (UNIDO, UNESCO, FAO[g] e Halo Trust Foundation)
- → Consolidati i rapporti con le Faith Based Organization (Il "Vatican Dialogue on Energy Transition and Care for Our Common Home"; Comitato Scientifico e Organizzativo dell'evento Mediterraneo Frontiera di Pace organizzato dalla Conferenza Episcopale Italiana)

(a) Angola – diversificazione economica, Iraq – educazione, Pakistan – accesso all'acqua, Mozambico – accesso all'energia, Italia/Basilicata – progetto CASF/Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione.
(b) Associazione dei Consumatori.
(c) Comitato Interministeriale per i Diritti Umani.
(d) Massachusetts Institute of Technology, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile ed Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia.
(e) Oil and Gas Climate Initiative, World Business Council for Sustainable Development, Comitato Interministeriale per i Diritti Umani ed Extractive Industries Transparency Initiative.
(f) Institute for Human Rights and Business.
(g) United Nations Industrial Development Organization, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization e Food and Agriculture Organization.



Strategia

Piano Industriale

Dopo una fase di profonda trasformazione che ha consentito al gruppo di crescere e diversificare il proprio portafoglio di attività, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni è ora pronta ad una nuova fase di evoluzione del proprio modello di business fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, che combina la sostenibilità economico finanziaria con quella ambientale.
Questa evoluzione sarà, ancora una volta, realizzata facendo leva su know-how, tecnologie proprietarie, innovazione e sulla flessibilità e resilienza degli asset della società, che consentiranno di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare ulteriormente la sicurezza sul lavoro.
I principi fondanti che ispirano e guidano le attività e le azioni del Piano sono:

- contribuire attivamente al raggiungimento di tutti i 17 SDGs, su cui si fonda la mission Eni;
- massimizzare l'integrazione del portafoglio lungo tutta la catena del valore, dalla produzione ai clienti finali;
- garantire una rigorosa disciplina finanziaria nelle politiche di investimento e una solida struttura patrimoniale del gruppo a sostegno della generazione di cassa;
- mantenere una politica di remunerazione progressiva degli azionisti.

Sulla base di questi principi sono state definite strategie e obiettivi operativi al 2035 e al 2050, che delineano il percorso evolutivo e integrato dei singoli business. La velocità dell'evoluzione e il contributo relativo dei business dipenderanno dall'andamento del mercato, dallo scenario tecnologico e dalla normativa di riferimento.
L'evoluzione del portfolio di business avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica, i cui obiettivi sono fissati fin da ora.
In particolare, Eni perseguirà una strategia che punta:

- ottenere al 2050 la riduzione dell'80% delle emissioni nette scope 1, 2 e 3, riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti e del 55% dell'intensità emissiva rispetto al 2018;
- rinforzare il proprio ruolo di attore globale nel mercato dell'energia, facendo leva su un mix di portafoglio delle proprie attività sempre più bilanciato e integrato;
- valorizzare al massimo la flessibilità del proprio portafoglio di attività, capace di rispondere ai fattori esterni di mercato e allo stesso tempo pronto a valorizzarne al massimo le opportunità;
- generare valore per i propri azionisti mantenendo l'attuale politica di remunerazione progressiva.

Sono confermati e ulteriormente estesi gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione:

- net-zero carbon footprint al 2030 per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream;
- net-zero carbon footprint per le emissioni scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Il Piano d'Azione 2020-2023, in coerenza con le strategie di medio/lungo termine, declina e definisce i primi passi del percorso di evoluzione di Eni volti a perseguire la creazione di valore tramite la crescita organica e sostenibile delle proprie attività.
La crescita sarà perseguita facendo leva su un modello operativo che presuppone l'impegno costante nella minimizzazione dei rischi e la



centralità del capitale umano, dell'ambiente e della sicurezza. Lo sviluppo equilibrato del portafoglio di attività consentirà una progressiva remunerazione degli azionisti garantendo il mantenimento di una solida struttura finanziaria.

Eni, nel solco della propria tradizione ed in coerenza con gli SDGs delle Nazioni Unite, continuerà a promuovere lo sviluppo locale facendo leva sul proprio modello di cooperazione (approccio dual flag) e su partnership pubblico-privato. Lo sviluppo sarà perseguito promuovendo l'accesso all'elettricità e all'acqua ma anche sviluppando progetti per la salute, l'educazione e l'igiene nonché condividendo il proprio know-how.

Upstream

Le principali linee strategiche di medio/lungo termine prevedono:

- → il mantenimento della resilienza dell'attuale portafoglio di asset esclusivamente convenzionali caratterizzati da: basso break-even, accelerato time to market e limitata esposizione oltre il medio termine;
- → la valorizzazione della flessibilità del portafoglio con una crescita produttiva confermata ad un CAGR del 3,5% fino al 2025, anno di plateau che sarà seguito da un trend flessibile decrescente principalmente nella componente olio. Resta ferma l'indicazione di un mix produttivo target con componente gas del 60% al 2030 e pari a circa l'85% al 2050;
- → la conferma di tutti gli obiettivi già in precedenza annunciati in termini di riduzione delle emissioni GHG.

In coerenza con le strategie di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede i seguenti obiettivi:

- → Valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2,5 miliardi di boe di risorse e contribuire alla diversificazione geografica del portafoglio facendo leva su:
  - operatorship ed elevata quota partecipativa nei permessi esplorativi in modo da favorire anche la realizzazione del "dual exploration model" per una più rapida monetizzazione delle scoperte;
  - esplorazione focalizzata in aree limitrofe a campi in produzione e in bacini provati;
  - selezionate iniziative su bacini di frontiera;
- → Crescita della generazione di cassa con un free cash flow organico cumulato 2020-2023 superiore a €25 miliardi. Tale obiettivo sarà conseguito grazie a:
  - crescita delle produzioni nel periodo 2019-2023 a un tasso medio annuo del 3,5% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
  - ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Gas & Power per la valorizzazione del gas equity;
  - rafforzamento del modello di realizzazione dei progetti per fasi e "design-to-cost" al fine di ridurre il rischio di esecuzione e l'esposizione finanziaria;
  - ottimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa;
- → Digital transformation a supporto della sicurezza sul lavoro e dell'asset integrity.

Gas & Power

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:
- espansione delle attività retail con l'obiettivo di conseguire un numero di oltre 20 milioni di contratti di fornitura al 2050;
- espansione in stretta correlazione con la crescita prevista per la generazione di energia da fonti rinnovabili e bio-metano;
- obiettivo di distribuzione di soli prodotti "bio" e rinnovabili al 2050;
- integrazione dell'offerta ai nostri clienti con la fornitura di servizi di nuova generazione;
- rafforzamento del ruolo del Midstream Gas & Power per l'accesso ai mercati di tutte le commodity non-oil del gruppo;
- focalizzazione delle attività Midstream Gas & Power per la commercializzazione dei prodotti equity: gas, bio-metano, blue energy e idrogeno;
- conferma del ruolo di Midstream quale gestore delle centrali di produzione di energia elettrica da gas, integrate con progetti per la cattura e stoccaggio della CO_2.

In coerenza con le linee strategiche di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede:
- crescita dei punti vendita retail attesa pari a circa 11 milioni al 2023, di cui oltre 4 milioni di punti vendita power;
- lo sviluppo di nuovi prodotti e focus su servizi extra-commodity;
- il proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento gas e della riduzione dei costi di logistica, attraverso azioni di ottimizzazione e rinegoziazione dei contratti;
- la crescita del portafoglio GNL attraverso lo sviluppo in nuovi mercati e la sempre maggiore integrazione con Upstream per la valorizzazione del gas equity. Il portafoglio di volumi GNL contrattualizzati attesi sarà pari a 16 mln ton/a nel 2025;
- la massimizzazione dei risultati del Power grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2020-2023 pari a €2,1 miliardi.

Refining & Marketing

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:
- l'espansione della capacità di raffinazione "bio" fino a oltre 5 milioni di tonnellate per anno, alimentata esclusivamente con cariche palm-oil free di II e III generazione, in aree target quali estremo e medio oriente, Europa per la produzione di bio-jet fuel e Stati Uniti;
- la progressiva conversione dei siti convenzionali italiani a vantaggio di nuovi impianti per la produzione di idrogeno, metanolo, bio-metano e prodotti dal riciclo di materiali di scarto;
- il mantenimento nel lungo termine della sola raffineria tradizionale di Ruwais negli Emirati Arabi Uniti grazie alla posizione geografica ottimale e all'efficienza degli impianti;
- l'evoluzione graduale del mix di prodotti venduti nelle attività retail, raggiungendo al 2050 il 100% della vendita di prodotti decarbonizzati;
- incremento dell'offerta di servizi accessori per migliorare i margini e fidelizzare dei clienti.

In coerenza con le linee di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede:
- il consolidamento e l'integrazione delle attività di raffinazione tradizionale anche attraverso il raggiungimento del pieno potenziale della raffineria di Ruwais e il contributo dalle attività di trading;
- il proseguimento del processo di diversificazione attraverso investimenti in raffinazione "bio" per l'aumento della capacità di lavorazione fino a superare 1 milione di tonnellate nel 2023 palm oil free;
- lo sviluppo di iniziative di economia circolare per la produzione di idrogeno e metanolo dal riciclo dei materiali di scarto e di olio di ricino quale nuovo feedstock per le raffinerie "bio";
- il consolidamento del marketing in Europa privilegiando segmenti ad alta marginalità, l'ulteriore sviluppo dei servizi non-oil nel retail;
- la diversificazione dell'offerta, incrementando soprattutto quella di carburanti alternativi e sviluppo della mobilità sostenibile.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2020-2023 pari a €2,6 miliardi.

Chimica

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:
- la specializzazione nella produzione di polimeri di alta qualità ed elevata performance;
- lo sviluppo e integrazione della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo chimico e meccanico;
- trasformazione mediante processo di pirolisi di materiale plastico non riciclabile per la produzione di polimeri con caratteristiche identiche a quelli prodotti con idrocarburi;
- costituzione di una piattaforma integrata per lo sfruttamento di sinergie con la raffinazione nei processi di gasificazione per il recupero di tutte le tipologie di plasmix.

In coerenza con le linee di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede:
- l'aumento del bilanciamento della filiera etilene-polietilene, integrata con il riciclo meccanico e chimico e il recupero di efficienza ai cracking;
- la progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il "compounding" per ridurre la volatilità dei margini;
- lo sviluppo della chimica da rinnovabili con nuovi processi e prodotti;
- la progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando efficienza energetica e flessibilità delle cariche;
- lo sviluppo internazionale in sinergia con altri business Eni.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un flusso di cassa operativo organico cumulato di € 0,4 miliardi.

Remunerazione agli azionisti

Si conferma la politica di remunerazione agli azionisti progressiva e legata alla crescita dei risultati underlying e del free cash flow. In considerazione dei risultati conseguiti, delle promettenti prospettive del business e della solida struttura finanziaria, Eni intende aumentare il dividendo del 2020 del 3,5% a €0,89 per azione e proseguire il programma di buy-back per un ammontare di €400 milioni nel 2020.

Focus su decarbonizzazione

La strategia di Eni ha un impatto determinante anche sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo. In particolare, il risultato della strategia industriale porta alla riduzione al 2050 delle emissioni assolute nette dell'80% (ben oltre la soglia del 70% indicata dalla IEA nello scenario SDS compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi) e dell'intensità emissiva del 55%.

Per monitorare il raggiungimento di tali obiettivi, Eni ha sviluppato una rigorosa metodologia per la misurazione omnicomprensiva delle emissioni GHG. Tale metodologia include tutte le emissioni, scope 1, 2 e 3, in termini assoluti e relativi, legate ai prodotti energetici venduti, siano essi derivanti da produzioni proprie o acquistati da terzi. Tale approccio distintivo integra gli attuali standard per la contabilizzazione delle emissioni e fornisce una visione integrale dell'impronta carbonica del Gruppo.La metodologia è stata rivista da esperti, indipendenti, dell'Imperial College London (per mezzo di Imperial Consultants) mentre il risultato della sua applicazione è stato verificato da RINA, società indipendente di certificazione.

Le azioni già avviate che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:
- la progressiva riduzione della produzione di idrocarburi e la crescente incidenza delle produzioni gas;
- il focus sulla commercializzazione di gas equity abbinata a progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 e la progressiva riduzione della commercializzazione di gas non equity;
- la conversione delle raffinerie europee in impianti per la produzione di idrogeno e per il riciclo di materiali scarto;
- la realizzazione di progetti di preservazione delle foreste primarie e secondarie per la compensazione delle emissioni di CO_2 per oltre 30 milioni di tonnellate annue al 2050;
- lo sviluppo di progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 per oltre 10 milioni di tonnellate annue al 2050, con un primo progetto allo studio per l'hub di Ravenna in Italia, dove sarà possibile convogliare nei campi a gas ormai esauriti dell'offshore adriatico la CO_2 catturata dai limitrofi insediamenti industriali e di generazione elettrica da gas;
- il raggiungimento di una capacità di produzione di energia da rinnovabile superiore a 55 GW al 2050;
- la crescita dei punti vendita retail ad oltre 20 milioni al 2050.

Eni conferma ed estende l'obiettivo intermedio di neutralità carbonica netta per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030 e annuncia la neutralità carbonica netta per le emissioni scope 1 e 2 di tutto il gruppo entro il 2040.

FOCUS SU RINNOVABILI

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:
- la progressiva espansione globale per una capacità installata superiore a 55GW al 2050;
- la selezione delle aree di espansione legata alla presenza dei nostri clienti e della loro crescita in modo da massimizzare la valenza del modello integrato;
- prosecuzione delle attività di sviluppo nelle aree in cui Eni già opera.

In coerenza con le strategie di medio/lungo termine il Piano d'Azione 2020-23 prevede:
- la realizzazione di 3 GW di capacità installata al 2023 e 5 GW al 2025;
- investimenti pari a €2,6 miliardi nell'arco di piano.

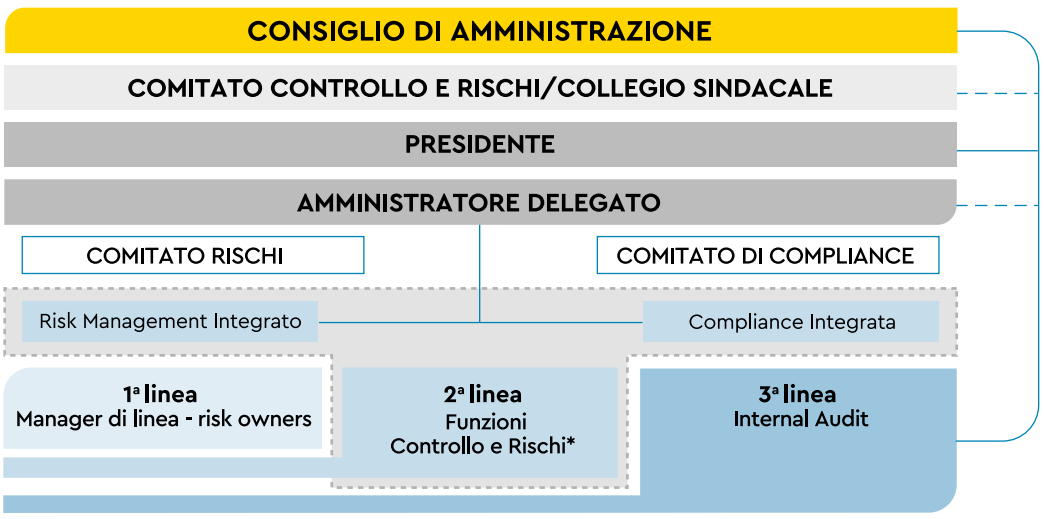
Risk Management Integrato

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, anche di medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica.
Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva sul principio di terzietà delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (definizione del Piano Strategico e degli obiettivi di medio e lungo termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.
Con l'inclusione delle attività di assessment dei rischi industriali e nonché analisi e gestione operativa dei rischi contrattuali, il supporto ai processi decisionali è stato rafforzato migliorando la consapevolezza del profilo di rischio, anche in un'ottica di vita intera delle attività di business.

Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 29), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti i rischi che possano assumere rilievo nell'ambito della sostenibilità del business nel medio-lungo periodo. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.
L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura inoltre che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

IL MODELLO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO



(*) Include la funzione Risk Management Integrato.

Il processo di Risk Management Integrato

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine. RMI supporta il management nel processo decisionale rafforzando la consapevolezza del profilo di rischio e delle relative mitigazioni. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sotto-processi: (i) risk governance, metodologie e strumenti, (ii) risk strategy, (iii) integrated risk management, (iv) risk knowledge, formazione e comunicazione.

Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (**risk strategy**) attraverso l'individuazione di proposte di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento, nonché l'analisi del profilo di rischio e delle opportunità di business sottostanti al piano e allo sviluppo di lungo termine.

Il sotto-processo "**Integrated Risk Management**" prevede: cicli periodici di risk assessment e monitoraggio (Integrated Risk Assessment) per la comprensione dei rischi assunti sulla base degli obiettivi strategici e di medio-lungo termine e delle azioni definite per raggiungerli; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Management) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse (Integrated Country Risk - ICR) che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di maggior rilievo (Integrated Project Risk Management & M&A).

I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione poste in essere) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

Nel corso del 2019 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 95 società controllate presenti in 37 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business. Particolare attenzione è stata dedicata all'analisi degli effetti di de-risking della trasformazione digitale approfondendo i principali rischi impattati e i meccanismi di mitigazione, nonché individuando i KPI di misurazione.

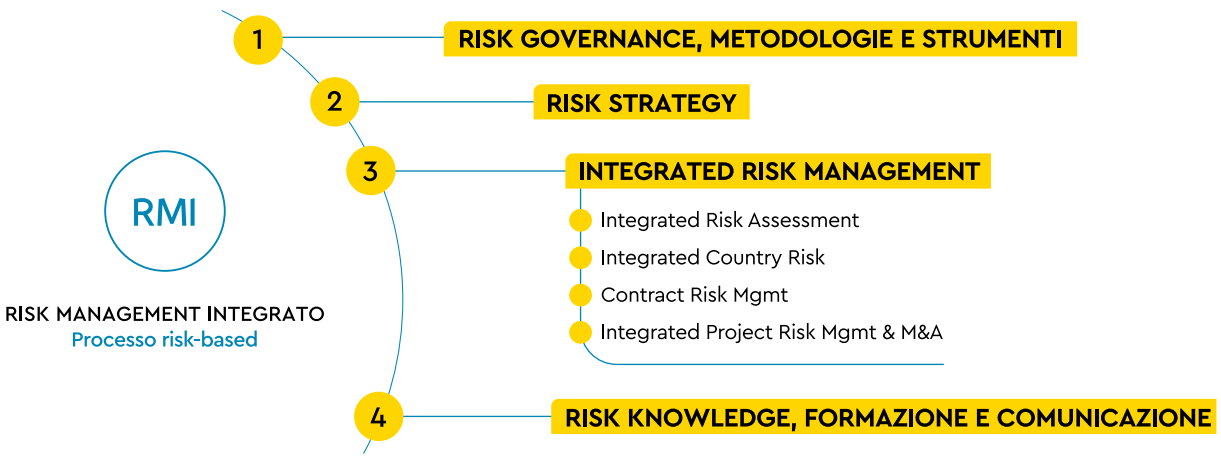
Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2019.

Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento poste in essere dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2019. In ottica di miglioramento dell'efficacia ed efficienza del processo e della qualità del dato, nel corso del 2019: (i) sono state rafforzate le metodologie di risk assessment con l'introduzione di nuovi strumenti per la valutazione di efficacia delle mitigazioni e degli impatti economico-finanziari; (ii) è stata completata l'implementazione del modello dell'Integrated Country Risk (ICR); ed (iii) è stato realizzato un progetto pilota di digitalizzazione dell'ICR, che sarà esteso ai principali paesi di presenza upstream nel corso del 2020.

Il sotto-processo **risk knowledge, formazione e comunicazione** è volto ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, a rafforzare un linguaggio comune tra le risorse che operano in ambito risk management trasversalmente ai diversi business di Eni nonché la condivisione delle informazioni e delle esperienze, attraverso lo sviluppo di un risk knowledge management system.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento). Si segnala con un trend in aumento il rischio legato alla diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonchè sul business, come rappresentato a pag. 98.

IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO



Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento

RISCHIO STRATEGICO

	SCENARIO	CLIMATE CHANGE
PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Fornisce una visione d'insieme del rischio di **fluttuazioni** sfavorevoli dei **prezzi del Brent e delle altre commodity** rispetto alle previsioni di piano.	**Climate change**, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/ condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.
AZIONI DI TRATTAMENTO	• Efficienza (investimenti e costi); • Portafoglio di progetti upstream con basso breakeven price e riduzione time to market; • Strategia di hedging/copertura delle esposizioni gas, power e GNL per massimizzazione valore del portafoglio; • Messa a regime raffinerie green, diversificazione feedstock e mercati di sbocco; • Differenziazione portafoglio chemicals verso prodotti specialties e integrazione con filiera a valle; • Chimica da rinnovabili e riciclo. → **Rif. pag. 96-98**	• Adozione di una nuova mission aziendale ispirata agli SDG e definizione di linee guida strategiche e obiettivi per la transizione energetica nel breve, medio e lungo termine; • Governance strutturata del clima con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto, istituzione dell'Advisory Board e di programmi Eni dedicati ai temi del cambiamento climatico; • Inclusione di obiettivi legati alla transizione energetica nel piano di incentivazione del management, coerenti con i piani di medio-lungo termine; • Leadership nella disclosure e adesione a varie iniziative in ambito internazionale. → **Rif. pag. 101-103**

RISCHIO ESTERNO

	GEOPOLITICO	PAESE
PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Si riferisce all'**impatto** di tematiche geopolitiche **sulle scelte strategiche e operative** del business.	**Instabilità politica e sociale** nelle aree di presenza, che può sfociare in conflitti interni, disordini civili, atti violenti, sabotaggio, attentati con interruzioni e perdite di produzione, interruzioni nelle forniture gas via pipe. **Global security risk** riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali. **Credit&Financing risk upstream**, relativo al ritardo nell'incasso dei crediti o dei costi da recuperare verso le oil company nazionali (credit) o verso i partner presenti nelle joint venture (financing).
AZIONI DI TRATTAMENTO	• Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi; • Monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business; • Valorizzazione presenza Eni con attenzione a tematiche economiche e sociali dei Paesi; • Partecipazione al neo-costituito Eastern Mediterranean Gas Forum. → **Rif. pag 96 e pag. 100**	• Diversificazione geografica degli asset in portafoglio, sin dalla fase esplorativa, e diversificazione di business; • Riduzione dell'esposizione attraverso il Dual Exploration Model; • Mantenimento di relazioni efficaci e durature con i Paesi produttori e gli stakeholder locali, attraverso progetti di sviluppo sociale, territoriale e di sostenibilità; • Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per Paese e per sito; • Stipula di accordi specifici su piani di rientro finalizzati al recupero dell'esposizione; • Securitization package, anche con ritiri in-kind e/o utilizzo di escrow account dedicati; • Negoziazione di carry agreement e meccanismi di offsetting con le NOC attraverso poste debitorie presenti nel Paese. → **Rif. pag. 99-101**

RISCHIO OPERATIVO

	INCIDENTI
PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Rischi di **blow-out** e altri **incidenti agli asset upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici**, nonché nel **trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra** (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.
AZIONI DI TRATTAMENTO	• Utilizzo della metodologia di classificazione dei pozzi complessi (Well Complexity & Economic Index) per mantenere il numero di pozzi di livello 1 al di sotto del 30%; monitoraggio in "Real time" delle fasi di perforazione dei pozzi complessi; finalizzazione delle nuove tecnologie sviluppate in house (Downhole Insulation Packer, Casing Valve e Valvola di sicurezza a testa pozzo); • Utilizzo di metodologie standard per la valutazione quantitativa (Quantitative Risk Assessment) semplificata, al fine di identificare i potenziali rischi associati agli asset upstream (BART – Baseline Assessment Risk Tool), e di sistemi informatici per la gestione dei processi di Asset Integrity e Maintanance (CCMS – Centralized Computing Center Management System); • Sviluppo di tecnologie digitali innovative e big data analytics per migliorare le performance operative e l'Asset Integrity. In particolare, l'implementazione del progetto Digital Lighthouse dalla Val d'Agri ad altri top value asset upstream e downstream; • Sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti; • Coinvolgimento delle First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV a controllo congiunto; • Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping tramite attività di vetting su navi ed operatori terzi. → **Rif. pag. 104-105**

Obiettivi aziendali → Redditività aziendale | Corporate Reputation | Rapporti con Stakeholder, Sviluppo Locale

ESPOSIZIONE SU CONTRATTI GAS A LUNGO TERMINE

Verificarsi di uno scenario avverso su esposizioni a contratti gas di lungo periodo.

- Rinegoziazioni contratti di approvvigionamento gas long term;
- Presidio continuo nella gestione degli arbitrati.

→ **Rif. pag. 112**

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER

Rapporti con gli stakeholder internazionali, nazionali e locali sulle attività dell'industry Oil & Gas, con impatti anche a livello mediatico.

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Investimenti per lo sviluppo locale attraverso i Local Development Programme) all'interno del Piano Strategico e del relativo processo di incentivazione;
- Piani di comunicazione mirati, sviluppo di iniziative di dialogo e confronto con il territorio;
- Iniziative di incontro e ascolto degli stakeholder e rafforzamento della presenza in aree critiche per intensificare la gestione dei rapporti con le istituzioni locali e il territorio;
- Sviluppo di strumenti di misurazione, monitoraggio e prediction della reputazione aziendale (RepLab) per tutte le categorie di stakeholder.

→ **Rif. pag. 102**

EVOLUZIONE NORMATIVA (REGOLATORIA G&P E NORMATIVA HSE)

Possibile inasprimento del **contesto normativo/regolatorio nazionale e internazionale nel settore Gas & Power** con potenziali impatti in termini di redditività aziendale. Possibili impatti su operatività e competitività dei business legati all'**evoluzione e complessità della normativa HSE**.

- Asset Backed Trading (ABT);
- Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie, mirato a semplificarne/mitigarne gli effetti sul business;
- Azioni di recupero/ottimizzazione dei costi di logistica tramite attività di asset backed trading e revisioni contrattuali sugli impegni di capacità;
- Costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli HSE esistenti e continuo adeguamento degli stessi alle evoluzioni normative, attraverso il modello di controllo HSE, che prevede l'effettuazione di audit tecnici e verifiche di conformità normative sui siti e le certificazioni dei sistemi di Gestione HSE;
- Costante valutazione dell'adeguatezza del quadro normativo di riferimento, tramite un processo di aggiornamento normativo, strutturato su tre livelli di responsabilità HSE e normato nella MSG HSE.

→ **Rif. pag. 113 e pag. 105**

CYBER SECURITY

Cyber Security & Spionaggio industriale riferito al verificarsi di attacchi informatici volti a compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché alla sottrazione di informazioni sensibili per Eni.

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- Potenziamento di infrastrutture e servizi di Cyber Security Operations;
- Costante aggiornamento e adeguamento dei presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;
- Piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali (italiani ed esteri), azioni di formazione e sensibilizzazione del personale;
- Evoluzione dell'attuale modello di governance nella fase di rilevazione e valutazione del rischio Cyber secondo una modalità business oriented.

→ **Rif. pag. 114**

INDAGINI E CONTENZIOSI

Contenziosi in materia ambientale e salute e sicurezza, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation. **Coinvolgimento in indagini e contenziosi in materia di corruzione**.

- Rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- Monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- Attività di formazione interna a tutti i livelli sulle tematiche di interesse;
- Presidio dei rapporti con la Pubblica Amministrazione e definizione di percorsi per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio;
- Continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica;
- Attività di audit sulla compliance alle normative anti-corruzione e D.Lgs. 231.

→ **Rif. pag. 113-114**

Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance[1], elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.
Una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti.
In tale contesto, nel corso del 2019 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale.
In particolare, attraverso una survey e incontri della Presidente con i principali azionisti di Eni e i proxy advisor sono state approfondite le possibili evoluzioni del sistema di governance della società.
Ad esito, è emerso un sostanziale e diffuso apprezzamento da parte degli investitori per il sistema di governance di Eni, ritenuto adeguato ed efficiente, senza escludere la possibilità di introdurre soluzioni di governance allineate a modelli internazionali.

La Corporate Governance di Eni

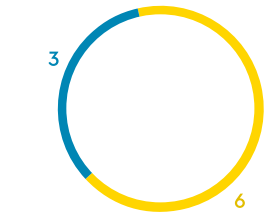
Modello di governance Eni
La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Nomina e composizione degli organi sociali
Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista.
Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica, nominati nell'aprile 2017 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2019, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienza manageriale e internazionalità. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e ben diversificato. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge e dello Statuto in materia.
Un nuovo orientamento agli azionisti è stato espresso dal Consiglio in carica in vista del prossimo rinnovo.
Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7[2] dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

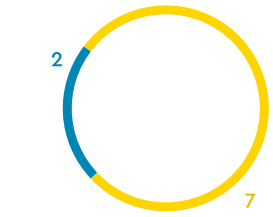
La struttura del Consiglio
Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi[3], il Comitato Re-

COMPOSIZIONE CDA

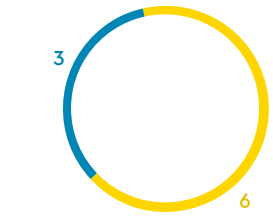
Lista di provenienza



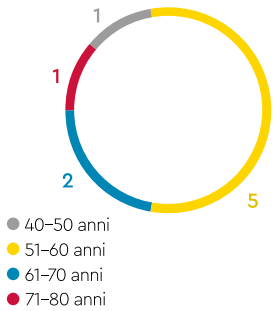
Indipendenza[(a)]



Diversità di genere



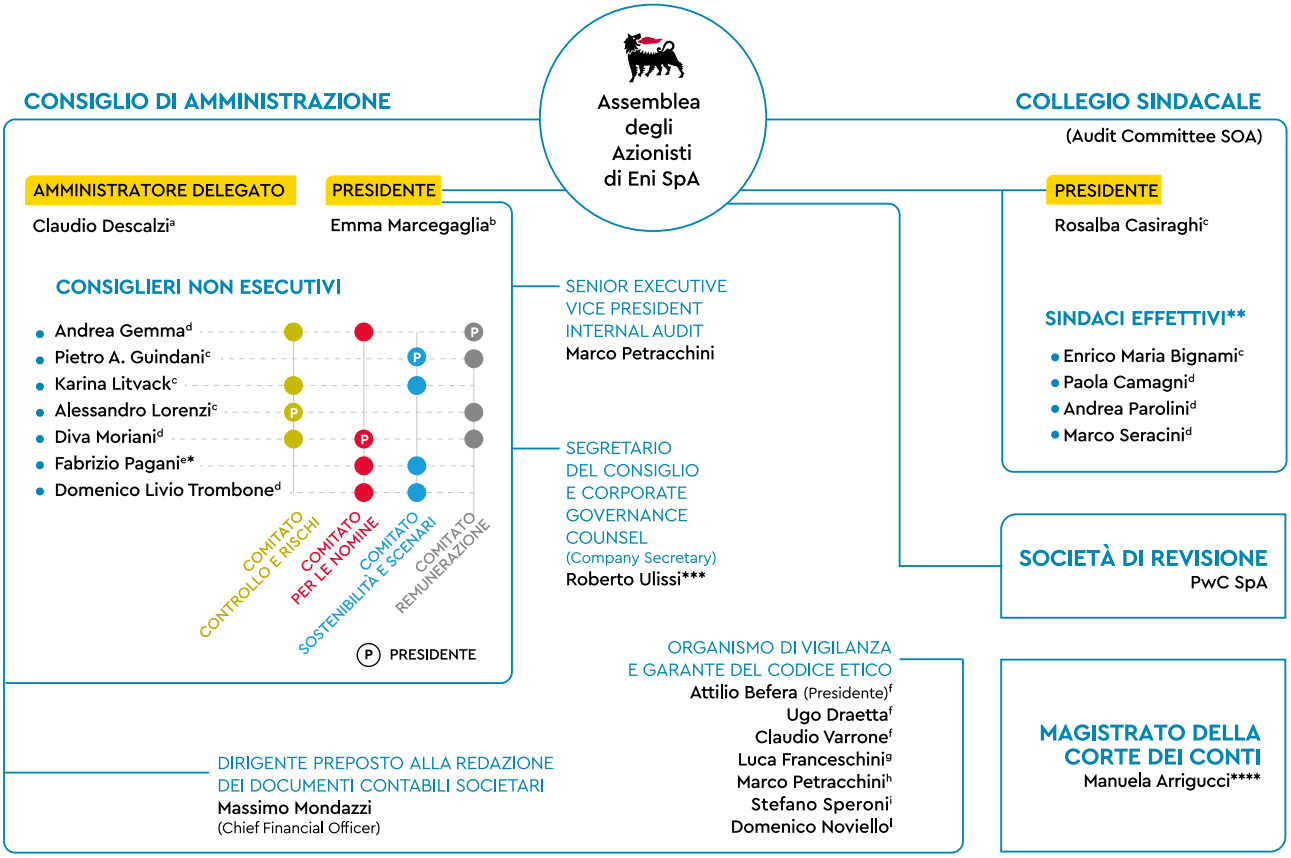
Fasce di età[(b)]



(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge.
(b) Dati al 31 dicembre 2019.

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.
(2) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti 6 dei 9 Amministratori in carica.
(3) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possiedono l'esperienza sopra indicata. La composizione del Comitato in termini di esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.

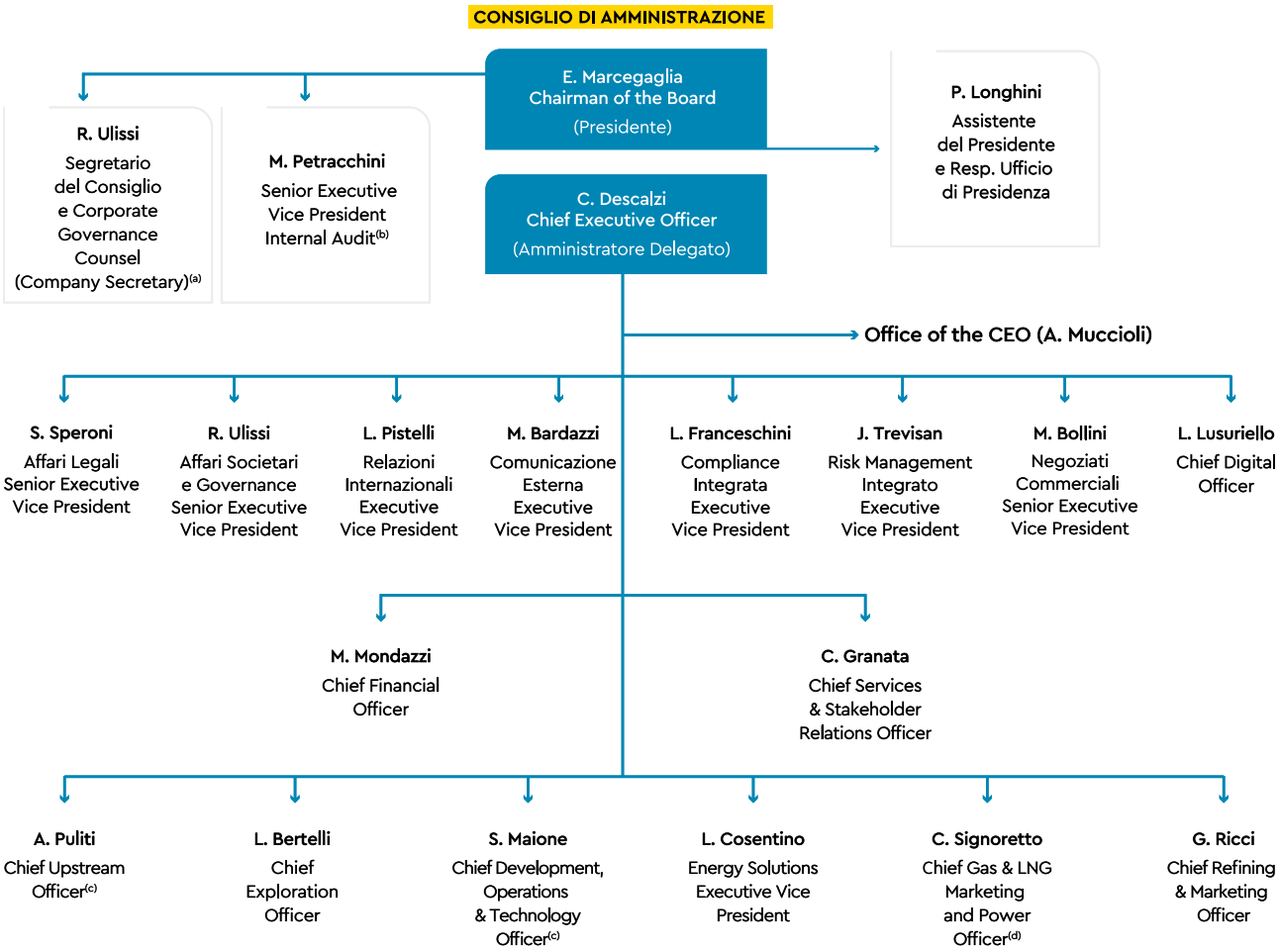
munerazione[4], il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.
Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Direttore propone nomina, remunerazione e risorse, gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è quindi coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile del Risk Management Integrato e il Responsabile della Direzione Compliance Integrata. Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, ha confermato il Segretario del Consiglio, mantenendone altresì il ruolo di Corporate Governance Counsel, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio stesso, cui riferisce periodicamente sul funzionamento della governance di Eni. Questa relazione consente un monitoraggio periodico del modello di governance adottato dalla Società, basato sul raffronto con i principali studi in materia, con le scelte dei peers e le innovazioni di governo societario contenute anche nei Codici esteri e nei Principi emanati da Organismi istituzionali di riferimento, evidenziando aree di forza ed eventuali aree di ulteriore miglioramento del sistema di Eni.
In ragione di questo ruolo, è stabilito che il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di adeguati requisiti, anche di indipendenza[5].
Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 27 febbraio 2020:



a Componente eletto dalla lista di maggioranza.
b Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
c Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
d Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
e Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo e non indipendente.
f Componente esterno.
g Executive Vice President Compliance Integrata.
h Senior Executive Vice President Internal Audit.
i Senior Executive Vice President Affari Legali.
l Executive Vice President Legislazione e Contenzioso Lavoro.
* L'Advisory Board è presieduto dal Consigliere Fabrizio Pagani e costituito da alcuni dei massimi esperti internazionali del settore energetico: Ian Bremmer, Christiana Figueres, Philip Lambert e Davide Tabarelli.
** Si riportano di seguito le informazioni sui Sindaci supplenti:
Stefania Bettoni - componente eletto dalla lista di maggioranza.
Claudia Mezzabotta - componente eletto dalla lista di minoranza.
*** Anche Senior Executive Vice President Affari Societari e Governance.
**** Fino al 28 febbraio 2019 Adolfo Teobaldo De Girolamo.

(4) Il regolamento del Comitato Remunerazione prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.
(5) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Corporate Governance Counsel (Company Secretary) e disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 27 febbraio 2020:



(a) Il Segretario del Consiglio e Corporate Governance Counsel (Company Secretary) dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente.
(b) Il Senior Executive Vice President Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.
(c) In carica dal 1° luglio 2019.
(d) In carica dal 15 aprile 2019.

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità[6], controllo interno e gestione dei rischi.

Assetti organizzativi

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, e stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, con alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance.

In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una Direzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla Direzione Legale. Fra i compiti più

(6) In particolare, il Consiglio si è riservato la definizione delle politiche di sostenibilità, i cui risultati sono comunicati in modo integrato con quelli economico-finanziari e inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché l'esame e approvazione della rendicontazione in materia non ricompresa nel reporting integrato. Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Direttore Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza e Garante del Codice Etico di Eni. A tal fine, il Consiglio può avvalersi dell'attività istruttoria del Comitato per le Nomine.

Flussi informativi

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Comitato Controllo e Rischi, per assicurare uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della società. L'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio di Amministrazione nell'ambito dal processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

Formazione e autovalutazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno e con la supervisione del Comitato per le Nomine, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")[7], di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consiglieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, effettuata per cinque volte negli ultimi 8 anni, completata da ultimo nel febbraio 2020 contestualmente alla Board Review, rappresenta una best practice fra le società quotate italiane; Eni è stata una delle prime società italiane a effettuarla sin dal 2012. Anche nel 2019 il Collegio Sindacale ha svolto la propria autovalutazione. A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. Inoltre, per approfondire i processi industriali di Eni, alla Board Induction si affianca un programma di ongoing training con visite programmate in Italia e all'estero. Nel corso del 2019, in continuità con le iniziative già intraprese, è stata effettuata una visita alla raffineria di Ruwais, ad Abu Dhabi, in occasione della riunione del Consiglio tenutasi all'estero.

La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni rispecchia la volontà della Società di integrare la sostenibilità all'interno del proprio modello di business. Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle politiche e delle strategie di sostenibilità, nell'identificazione di obiettivi annuali, quadriennali e di lungo termine condivisi fra funzioni e società controllate e nella verifica dei relativi risultati, che vengono anche presentati all'Assemblea degli azionisti.

In particolare, un tema centrale su cui il CdA riveste un ruolo chiave è la sfida legata al processo di transizione energetica verso un futuro low carbon. In tale ambito, il CdA approva iniziative strategiche e obiettivi di lungo periodo per l'AD e per il management di Eni.

Si evidenzia che nel corso del 2018 Eni ha assicurato il proprio contributo all'iniziativa "Climate Governance"[8] del World Economic Forum (WEF), con il coinvolgimento anche del Consiglio di Amministrazione di Eni, ed ha partecipato anche nel corso del 2019 ad ulteriori iniziative avviate nell'ambito del WEF, in particolare per definire un modello di valutazione dei processi di governance adottati dalle società per la gestione di rischi ed opportunità collegati ai cambiamenti climatici.

Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti Umani, infatti, a dicembre 2018, il CdA di Eni SpA ha approvato la Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. Questo documento rinnova l'impegno aziendale, allineandolo ai principali standard internazionali in materia di Diritti Umani e Impresa, a partire dai Principi Guida delle Nazioni Unite, evidenziando inoltre le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno.

Inoltre, proseguendo nel percorso di trasformazione, nel mese di settembre il CdA di Eni ha approvato una nuova Mission aziendale, che prende ispirazione dai 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e mette in luce i valori di Eni relativi al clima, all'ambiente, all'accesso all'energia, alla cooperazione e alle partnership per lo sviluppo, al rispetto delle persone e dei diritti umani. La mission evidenzia i principi che sono alla base del modello di business dell'azienda volto all'integrazione della sostenibilità in tutte le attività dell'azienda e che ha riguardo, oltre che per clima e ambiente, anche per la crescita, la valorizzazione e la formazione delle risorse umane, considerando la diversità come opportunità.

(7) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.

(8) L'iniziativa si propone di accrescere il livello di consapevolezza dei Board sui temi climate-related, anche a seguito di quanto previsto dalle raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2019

- Relazione Finanziaria 2018[9], inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario;
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance;
- Risultati HSE 2018;
- Documento volontario di reportistica di sostenibilità di Eni (cd. Eni for);
- Scenario di sostenibilità;
- Aggiornamento della Dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act";
- Nuova Mission Eni.

Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società[10].

L'Advisory Board

Il Consiglio di Amministrazione di Eni del 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board[11], presieduto dal Consigliere Pagani e composto da esperti internazionali: Ian Bremmer, Christiana Figueres, Philip Lambert e Davide Tabarelli, con il compito di analizzare i principali trend geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative al processo di decarbonizzazione, a beneficio del Consiglio stesso e dell'Amministratore Delegato. Nel corso del 2019 l'Advisory Board si è riunito due volte, nei mesi di aprile e luglio, affrontando tematiche inerenti alle nuove regolamentazioni in ambito ambientale, progetti green (forestry ed energie rinnovabili) e approfondendo le evoluzioni maturate negli scenari internazionali.

La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni contribuisce alla strategia aziendale, al perseguimento degli interessi di lungo termine e alla sostenibilità della Società ed è definita in coerenza con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, in modo tale da attrarre, motivare e trattenere persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo.

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione ai ruoli e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, nell'ambito di panel di imprese con caratteristiche di business comparabili con Eni. Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative di azionisti e stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio. La Politica definita per il prossimo mandato 2020-2023 prevede pertanto il mantenimento, nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%) e l'introduzione, nel Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, di un obiettivo connesso ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa[12].

(9) Si tratta di un report integrato per consentire agli stakeholder di Eni, anche non investitori, di comprendere le interconnessioni esistenti tra i risultati economico-finanziari e quelli in campo ambientale e sociale, secondo il modello di business integrato di Eni.
(10) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2019 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.
(11) Maggiori informazioni sono disponibili sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.
(12) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n.58/98.

OBIETTIVI 2019 AI FINI DEL PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO 2020

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI (25%)	RISULTATI OPERATIVI E SOSTENIBILITÀ DEI RISULTATI ECONOMICI (25%)	SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E CAPITALE UMANO (25%)	EFFICIENZA E SOLIDITÀ FINANZIARIA (25%)
INDICATORI	**INDICATORI**	**INDICATORI**	**INDICATORI**
Earning Before Tax (12,5%)	Produzione idrocarburi (12,5%)	Emissioni CO_2 (12,5%)	ROACE adjusted (12,5%)
Free cash flow (12,5%)	Risorse esplorative (12,5%)	Severity Incident Rate (12,5%)	Net Debt/EBITDA adjusted (12,5%)
LEVE	**LEVE**	**LEVE**	**LEVE**
Espansione dell'upstream	Modello fast track	Decarbonizzazione	Disciplina finanziaria
Rafforzamento nel Gas & Power	Crescita acreage esplorativo	HSE e sostenibilità	Efficienza dei costi operativi e G&A
Resilienza nel downstream	Diversificazione		Ottimizzazione del capitale circolante
Green business			

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi[13]

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, basato su strumenti, strutture organizzative, norme, regole aziendali e flussi informativi tra i diversi livelli di controllo e verso gli organi di gestione e controllo della Società e delle sue controllate. Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le persone di Eni. La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo, approvate dal Consiglio, definiscono compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema. Nella riunione del 25 ottobre 2018 tali linee di indirizzo sono state aggiornate, dal Consiglio stesso, al fine di tener conto anche delle recenti evoluzioni organizzative e normative interne in tema di Compliance Integrata.

Nel corso del 2018, infatti, è stata completata la definizione del modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità. In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla Direzione Compliance Integrata.

Inoltre, nel mese di ottobre 2018, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia. La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato.

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief Financial Officer di Eni che ricopre, inoltre, il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari. Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Autodisciplina, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(13) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.

Exploration & Production



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,33**	0,30	0,28
di cui: dipendenti		***0,18***	*0,29*	*0,23*
contrattisti		***0,37***	*0,30*	*0,30*
Ricavi della gestione caratteristica[a]	(€ milioni)	**23.572**	25.744	19.525
Utile (perdita) operativo		**7.417**	10.214	7.651
Utile (perdita) operativo adjusted		**8.640**	10.850	5.173
Utile (perdita) netto adjusted		**3.436**	4.955	2.724
Investimenti tecnici		**6.996**	7.901	7.739
Profit per boe[b]	($/boe)	**5,1**	9,3	8,7
Opex per boe[c][d]		**6,4**	6,8	6,6
Finding & Development cost per boe[c][e]		**15,5**	10,4	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idocarburi		**43,54**	47,48	35,06
Produzione di idrocarburi[c]	(migliaia di boe/giorno)	**1.871**	1.851	1.816
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	**7.268**	7.153	6.990
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	**10,6**	10,6	10,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	**92**	100	103
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**11.502**	11.645	11.970
di cui: all'estero		***6.946***	*7.114*	*7.460*
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	**988**	1.595	3.022
CO_2 equivalente da emissioni fuggitive di metano	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	**0,56**	1,08	1,14
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo	(miliardi di Sm^3)	**1,2**	1,4	1,6
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata[f]	(tonnellate di CO_2eq/migliaia di boe)	**19,58**	21,44	22,75

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Relativo alle società consolidate.
(c) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(d) L'indicatore calcolato a criteri immutati rispetto ai comparative period è pari a 6,9 $/boe.
(e) Media triennale.
(f) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.114 mln di boe, 1.067 mln di boe e 998 mln di boe, rispettivamente nel 2019, 2018 e 2017.

Performance dell'anno

→ L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta allo 0,33 con un incremento del 10% per effetto dell'aumento del numero di infortuni dei contrattisti.

→ I barili sversati a seguito di oil spill operativi sono diminuiti del 38% rispetto al 2018, grazie ad interventi di manutenzione preventiva, revisione di piani anti-corrosione integrati e sostituzione di tratti di linee.

→ Emissioni fuggitive di metano in riduzione del 48% rispetto al 2018 e dell'81% rispetto al 2014 raggiungendo con 6 anni di anticipo il tar-

get comunicato al 2025, grazie al completamento delle campagne di monitoraggio ed attività di manutenzione pianificate nell'anno.

→ Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo in riduzione del 15% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2014. Confermato il target di azzeramento al 2025.

→ L'indice di intensità emissiva GHG upstream è migliorato del 9% rispetto al 2018. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è del 27% ed è in linea con l'obiettivo al 2025.

→ Nel 2019 il settore E&P ha registrato l'utile operativo adjusted di €8.640 milioni, in crescita del 7%, escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge nel 2018 e al netto dello scenario, dello IFRS 16 e dell'effetto dei minori tassi di attualizzazione sui costi d'abbandono capitalizzati con conseguenti maggiori ammortamenti.

→ Produzione di idrocarburi pari a 1,871 milioni di boe/giorno, in crescita del 5% escludendo gli effetti della cessazione del contratto produttivo Intisar avvenuta nel terzo trimestre 2018 e al netto degli effetti prezzo/portafoglio. Il contributo da avvii/ramp-up nell'anno è stato di 253 mila boe/giorno.

→ Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2019 ammontano a 7,3 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 63 $/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 117%; tasso di rimpiazzo organico del 92% (100% a prezzi costanti). Media triennale del tasso di rimpiazzo organico pari al 98%. La vita utile residua delle riserve è di 10,6 anni (10,6 anni nel 2018).

Gestione del portafoglio

→ Vår Energi, la joint venture tra Eni (69,6%) e HitecVision (30,4%), ha completato l'acquisizione, effettiva dal 1° gennaio 2019, degli asset upstream di ExxonMobil in Norvegia con una produzione di 150 mila boe/giorno, per il corrispettivo di $4,5 miliardi interamente finanziati dalla joint venture. L'operazione ha valenza strategica per Vår Energi che diventa il secondo operatore upstream in Norvegia con l'obiettivo di produrre fino a 350 mila boe/giorno al 2023 grazie allo sviluppo dei progetti in portafoglio.

→ Ceduti a Qatar Petroleum i blocchi esplorativi in Marocco, Mozambico e Kenia, quest'ultimo in attesa di ratifica.

→ Firmato accordo di farm-in con ExxonMobil di una quota del 10% di tre blocchi offshore in Mozambico.

→ Finalizzata la cessione a Neptune Energy di una quota del 20% della scoperta di Merakes nel blocco East Sepinggan in Indonesia. A seguito della cessione, Eni rimane operatore dell'area con una quota del 65%.

→ Completata l'acquisizione della partecipazione del 49% di tre concessioni nel bacino del Berkine Nord in Algeria. Conseguito lo start-up produttivo nell'area grazie all'applicazione del modello Eni di sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti.

Esplorazione

→ L'attività esplorativa si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni, garantendo una grande base di risorse a costi competitivi, assicurando flessibilità nel breve termine e alimentando la crescita nel lungo. Nel corso del 2019 sono state aggiunte 820 milioni di boe di risorse equity, con un costo esplorativo unitario di 1,5 $/boe. Sono state effettuate importanti scoperte/appraisal, in particolare:

- Egitto, con una scoperta a gas nel prospetto esplorativo Nour (Eni 40%, operatore). Scoperte near-field nel Deserto Occidentale, nel Delta del Nilo e nel Golfo di Suez. Queste ultime sono già state allacciate agli impianti dell'area;
- Angola, con risultati eccellenti nel Blocco offshore 15/06 (Eni 36,84%, operatore) con tre scoperte (Agogo, Ndungu e Agidigbo), che assieme a quelle di fine 2018 (Kalimba e Afoxè), hanno consentito di incrementare di ulteriori 2 miliardi di barili di olio in posto il nuovo potenziale minerario dell'area;
- Ghana, con la scoperta a gas e condensati di Akoma-1 nella licenza Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%, operatore), in prossimità alle facility produttive esistenti;
- Vietnam, con una scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Ken Bau nel Blocco 114 (Eni 50%, operatore), nell'offshore del Paese;
- scoperta near-field nel Delta del Niger, già collegata agli impianti di produzione;
- Mare del Nord norvegese con tre scoperte a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi;
- prima scoperta a gas e condensati nell'Emirato di Sharjah (EAU) nel prospetto esplorativo Mahani-1, ad un solo anno dalla firma degli accordi di concessione;
- altri successi esplorativi in Algeria e Gabon.

→ Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 36.000 chilometri di nuovo acreage. In particolare:

- Egitto, nuovi blocchi esplorativi onshore nel Deserto Occidentale e nel Delta del Nilo;
- Norvegia, dove Vår Energi si è aggiudicata 13 licenze, di cui 4 come operatore. Inoltre nel gennaio 2020 acquisite ulteriori 17 licenze esplorative, di cui 7 come operatore;
- Angola, con il blocco offshore 1/14 (Eni 35%, operatore) e onshore Cabinda Centro (Eni 42,5%), in attesa di ratifica dalle competenti autorità;
- Ghana, con l'operatorship del blocco offshore WB03 (Eni 70%). Sono in corso di definizione, con le Autorità del Paese, le clausole contrattuali che regolano la concessione mineraria;
- Emirati Arabi Uniti: (i) l'operatorship e una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore di Abu Dhabi; (ii) tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah, con l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C e una quota del 50% nell'area B; e (iii) una concessione offshore esplorativa nell'Emirato di Ras al Khaimah con l'operator-

ship e una quota del 90% nel Blocco A;
- firmato l'Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA) del Blocco 1 nell'offshore del Bahrain. Attraverso questo accordo, Eni consolida la propria presenza in Bahrain, in linea con la strategia di diversificazione del proprio portafoglio esplorativo in bacini petroliferi ad alto potenziale di idrocarburi liquidi;
- firmato un protocollo con il Ministero dell'Energia del Kazakhstan e KazMunayGas (KMG) che assegna i diritti di esplorazione e produzione di idrocarburi del blocco di Abay, nell'offshore del Mar Caspio. Il blocco sarà operato attraverso una joint venture 50/50 con KMG;
- Indonesia, il blocco esplorativo West Ganal (Eni 40%, operatore) nelle acque profonde del bacino di Kutei, con effetti al 1° gennaio 2020. L'area include la scoperta di Maha e ulteriore potenziale minerario il cui sviluppo farà leva sulle sinergie con le infrastrutture esistenti;
- altre licenze sono state acquisite in Algeria, Argentina, Cipro, Costa d'Avorio, Messico, Mozambico, Tunisia e Albania, quest'ultima ratificata dalle competenti autorità nel marzo 2020.

→ I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2019 sono pari a €489 milioni (€380 milioni nel 2018) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €214 milioni (€93 milioni nel 2018) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Australia, Kazakhstan, Pakistan, Cina e Regno Unito. A fine esercizio risultano 98 pozzi in progress (47,7 in quota Eni).

Sviluppi di business

→ Nel corso dell'anno conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
- Area 1 nell'offshore del Messico, avviata in early production a soli undici mesi dalla decisione finale di investimento (FID);
- in Egitto il progetto gas Baltim South West, all'interno della Great Nooros Area, a soli diciannove mesi dalla FID, e le recenti scoperte a olio near-field nell'area di sviluppo South West Meleiha e di Sidri South;
- in Algeria, nell'area del Berkine Nord con la produzione a olio e a gas, quest'ultima nel 2020, con uno sviluppo accelerato delle risorse dell'area;
- Nasr Full Field Development nella concessione Umm Shaif/Nasr (Eni 10%) negli Emirati Arabi Uniti, con conseguente ramp-up produttivo;
- Trestakk, partecipato da Vår Energi, in Norvegia;
- a gennaio 2020 avviato il giacimento a olio Agogo nel Blocco offshore 15/06 in Angola, a soli nove mesi dalla scoperta, in sinergia con le FPSO presenti nell'area.

→ Completate le attività dei progetti pianificate nell'anno con conseguente ramp-up produttivo: Zohr in Egitto; i progetti libici Wafa compression e Bahr Essalam fase 2, avviati nel 2018; il progetto OCTP in Ghana; le attività di sviluppo del Blocco operato 15/06 in Angola nonché alcuni progetti in Nigeria.

→ Ottenuta la FID per cinque progetti: l'espansione dell'impianto GNL di Bonny di proprietà della Nigeria LNG che aumenterà la capacità produttiva a oltre 30 milioni di tonnellate/anno nel 2024, Berkine Nord fase 2 in Algeria, Dalma negli Emirati Arabi Uniti, Agogo in Angola, nonché Balder X in Norvegia da Vår Energi.

→ Continuano i programmi volti a migliorare l'accesso all'energia in Africa. In particolare nel corso dell'anno sono state completate le attività per incrementare la capacità di generazione elettrica della centrale CEC (Eni 20%) in Congo e di Okpai in Nigeria nonché la riabilitazione di alcune centrali elettriche in Libia; il progetto Takoradi-Tema interconnection in Ghana con l'obiettivo di incrementare l'utilizzo del gas anche nella parte orientale del Paese; altre iniziative in Angola, Mozambico ed Indonesia. Le attività completate confermano come l'accesso all'energia, soprattutto in Africa, rimane parte integrante del modello di business di Eni.

→ Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nell'area nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione. In particolare nel biennio 2018-2019 sono stati realizzati 16 pozzi.

→ Gli investimenti di sviluppo sono pari a €6 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola.

→ Nel 2019 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €71 milioni (€96 milioni nel 2018).

RISERVE

GENERALITÀ

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore[1]; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato l'Università degli Studi di Milano conseguendo la Laurea in Fisica nel 1988 e possiede un'esperienza di oltre 30 anni nel settore petrolifero e oltre 20 anni nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

VALUTAZIONE INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione[2] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[3]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/ campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2019[3] da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare nel 2019 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2019[4]. Nel triennio 2017-2019 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2019 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Zohr in Egitto. Il giacimento Zohr sarà sottoposto a valutazione indipendente nel 2020.

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.
(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Societé Generale de Surveillance.
(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2019.
(4) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2018	**6.356**	**797**	**7.153**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	618	68	686
Effetto prezzo	(58)		(58)
Promozioni nette	560	68	628
Portfolio	(8)	178	170
Produzione	(621)	(62)	(683)[a]
Riserve certe al 31 dicembre 2019	**6.287**	**981**	**7.268**
Tasso di rimpiazzo all sources (%)			**117**
Tasso di rimpiazzo organico			**92**
Tasso di rimpiazzo organico, al netto dell'effetto prezzo			**100**

(a) Vedi nota (c) sulle tavole della produzione annuale e giornaliera di idrocarburi.

Le riserve certe al 31 dicembre 2019 sono pari a 7.268 milioni di boe, di cui 6.287 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 628 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (+107 milioni di boe), a seguito principalmente della decisione finale d'investimento (FID) dei progetti Dalma negli Emirati Arabi Uniti, di Assa North in Nigeria e Agogo in Angola; e (ii) revisioni di precedenti stime (+521 milioni di boe) riferite all'avanzamento nello sviluppo dei progetti a gas in Nigeria a supporto dell'espansione dell'impianto GNL di Bonny nonché dei progetti in portafoglio quali Zohr in Egitto, Kashagan in Kazakhstan, Berkine Nord in Algeria e Balder X in Norvegia.

L'effetto prezzo negativo per 58 milioni di boe è principalmente dovuto alla variazione in riduzione sia del marker Brent di riferimento che dei prezzi gas di produzione del 2019 rispetto il 2018, con conseguenti effetti sulle quantità spettanti in base contratti di PSA e sull'economicità dei profili di produzione.

Il portfolio di 170 milioni di boe è riferito a: (i) l'acquisizione di asset upstream di ExxonMobil in Norvegia; (ii) l'acquisizione del 100% del giacimento produttivo di Ooguruk in Alaska; e (iii) la cessione degli asset produttivi in Ecuador, della quota del 20% della scoperta Merakes in Indonesia, nonché asset minori in Norvegia.

Il tasso di rimpiazzo organico[5] delle riserve certe si attesta al 92%; il tasso di rimpiazzo all sources al 117%.

La vita utile residua delle riserve è pari a 10,6 anni (10,6 anni nel 2018).

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019 ammontano a 2.114 milioni di boe, di cui 1.113 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 153 miliardi di metri cubi di gas naturale, prevalentemente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 905 milioni di barili di liquidi e 143 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2018	**2.309**
Promozioni	(655)
Nuove scoperte ed estensioni	101
Revisioni di precedenti stime	327
Acquisizioni	44
Cessioni	(12)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	**2.114**

(5) Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Nel 2019 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 195 milioni di boe a seguito essenzialmente di: (i) avanzamento nella conversione a riserve certe sviluppate (655 milioni di boe); (ii) nuove scoperte ed estensioni (101 milioni di boe), a seguito principalmente della FID dei progetti Dalma negli Emirati Arabi Uniti, Assa North in Nigeria e Agogo in Angola; (iii) revisioni di precedenti stime (327 milioni di boe) principalmente per l'espansione dell'impianto GNL di Bonny in Nigeria e l'avanzamento del progetto di sviluppo di Zohr in Egitto; (iv) cessioni (12 milioni di boe) riferite alla vendita del 20% del progetto Merakes in Indonesia e asset minori in Norvegia; e (v) acquisizioni (44 milioni di boe) riferite in particolare alla citata operazione finalizzata da Vår Energi in Norvegia.

Durante il 2019, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 655 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Zohr e Nidoco North West in Egitto, Kashagan in Kazakhstan, Litchendjili in Congo, Ngl Eleme in Nigeria e il progetto Area 1 in Messico.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €6,8 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Le riserve certe non sviluppate di 0,5 miliardi di boe rimaste tali per 5 o più anni sono diminuite di 0,1 miliardi di boe rispetto al 2018 a seguito principalmente dell'avanzamento del progetto di sviluppo di Kashagan in Kazakhstan e dei progetti Bahr Essalam fase 2 e Wafa compression in Libia. Le riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni sono concentrate principalmente: (i) in Iraq (0,1 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve avverrà con la perforazione di nuovi pozzi di produzione che saranno allacciati alle strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno; (ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,3 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; e (iii) giacimenti in Italia ed Egitto (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è in corso.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2019			2018			2017		
Italia	**194**	**21.298**	**333**	**208**	**33.958**	**428**	**215**	**32.003**	**422**
Sviluppate	*137*	*18.592*	*258*	*156*	*27.744*	*336*	*169*	*27.962*	*350*
Non sviluppate	*57*	*2.706*	*75*	*52*	*6.214*	*92*	*46*	*4.041*	*72*
Resto d'Europa	**41**	**7.398**	**89**	**48**	**9.055**	**106**	**360**	**25.390**	**525**
Sviluppate	*37*	*6.840*	*82*	*44*	*8.502*	*99*	*219*	*21.829*	*360*
Non sviluppate	*4*	*558*	*7*	*4*	*553*	*7*	*141*	*3.561*	*165*
Africa Settentrionale	**468**	**77.532**	**974**	**493**	**81.862**	**1.022**	**476**	**89.071**	**1.052**
Sviluppate	*301*	*38.927*	*553*	*317*	*40.967*	*582*	*306*	*34.913*	*532*
Non sviluppate	*167*	*38.605*	*421*	*176*	*40.895*	*440*	*170*	*54.158*	*520*
Egitto	**264**	**146.993**	**1.225**	**279**	**149.366**	**1.246**	**280**	**123.210**	**1.078**
Sviluppate	*149*	*135.274*	*1.033*	*153*	*94.332*	*764*	*203*	*40.228*	*463*
Non sviluppate	*115*	*11.719*	*192*	*126*	*55.034*	*482*	*77*	*82.982*	*615*
Africa Sub-Sahariana	**694**	**116.195**	**1.453**	**718**	**99.240**	**1.361**	**764**	**103.629**	**1.436**
Sviluppate	*519*	*52.609*	*863*	*551*	*52.973*	*895*	*546*	*47.949*	*856*
Non sviluppate	*175*	*63.586*	*590*	*167*	*46.267*	*466*	*218*	*55.680*	*580*
Kazakhstan	**746**	**55.747**	**1.108**	**704**	**56.324**	**1.066**	**766**	**59.697**	**1.150**
Sviluppate	*682*	*55.743*	*1.046*	*587*	*52.263*	*925*	*547*	*53.179*	*891*
Non sviluppate	*64*	*4*	*62*	*117*	*4.061*	*141*	*219*	*6.518*	*259*
Resto dell'Asia	**491**	**38.203**	**742**	**476**	**34.446**	**700**	**232**	**30.133**	**427**
Sviluppate	*245*	*19.403*	*372*	*252*	*23.271*	*403*	*81*	*24.376*	*238*
Non sviluppate	*246*	*18.800*	*370*	*224*	*11.175*	*297*	*151*	*5.757*	*189*
America	**225**	**6.785**	**268**	**252**	**7.839**	**302**	**162**	**6.370**	**203**
Sviluppate	*148*	*5.282*	*182*	*143*	*4.351*	*170*	*144*	*4.842*	*176*
Non sviluppate	*77*	*1.503*	*86*	*109*	*3.488*	*132*	*18*	*1.528*	*27*
Australia e Oceania	**1**	**14.350**	**95**	**5**	**18.432**	**125**	**7**	**20.054**	**137**
Sviluppate	*1*	*9.118*	*61*	*5*	*12.796*	*87*	*5*	*14.709*	*101*
Non sviluppate		*5.232*	*34*		*5.636*	*38*	*2*	*5.345*	*36*
Totale società consolidate	**3.124**	**484.501**	**6.287**	**3.183**	**490.522**	**6.356**	**3.262**	**489.557**	**6.430**
Sviluppate	***2.219***	***341.788***	***4.450***	***2.208***	***317.199***	***4.261***	***2.220***	***269.987***	***3.967***
Non sviluppate	***905***	***142.713***	***1.837***	***975***	***173.323***	***2.095***	***1.042***	***219.570***	***2.463***
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	**424**	**21.869**	**567**	**297**	**10.202**	**363**			
Sviluppate	*219*	*16.914*	*330*	*154*	*7.816*	*205*			
Non sviluppate	*205*	*4.955*	*237*	*143*	*2.386*	*158*			
Africa Settentrionale	**12**	**388**	**16**	**11**	**382**	**14**	**12**	**371**	**14**
Sviluppate	*12*	*388*	*16*	*11*	*382*	*14*	*12*	*371*	*14*
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	**10**	**8.155**	**63**	**12**	**8.788**	**68**	**12**	**9.879**	**75**
Sviluppate	*7*	*2.520*	*23*	*8*	*1.633*	*17*	*6*	*2.348*	*20*
Non sviluppate	*3*	*5.635*	*40*	*4*	*7.155*	*51*	*6*	*7.531*	*55*
Resto dell'Asia								**41**	**1**
Sviluppate								*41*	*1*
Non sviluppate									
America	**31**	**46.661**	**335**	**37**	**48.613**	**352**	**136**	**51.505**	**470**
Sviluppate	*31*	*46.661*	*335*	*32*	*48.613*	*347*	*25*	*51.505*	*359*
Non sviluppate				*5*		*5*	*111*		*111*
Totale società in joint venture e collegate	**477**	**77.073**	**981**	**357**	**67.985**	**797**	**160**	**61.796**	**560**
Sviluppate	***269***	***66.483***	***704***	***205***	***58.444***	***583***	***43***	***54.265***	***394***
Non sviluppate	***208***	***10.590***	***277***	***152***	***9.541***	***214***	***117***	***7.531***	***166***
Totale riserve certe	**3.601**	**561.574**	**7.268**	**3.540**	**558.507**	**7.153**	**3.422**	**551.353**	**6.990**
Sviluppate	***2.488***	***408.271***	***5.154***	***2.413***	***375.643***	***4.844***	***2.263***	***324.252***	***4.361***
Non sviluppate	***1.113***	***153.303***	***2.114***	***1.127***	***182.864***	***2.309***	***1.159***	***227.101***	***2.629***

IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti le vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 555 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 91% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2019 è stata di 1,871 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti delle operazioni di portafoglio e dell'effetto prezzo, la produzione ha registrato una crescita dell'1,7%, nonostante la cessazione del contratto produttivo Intisar in Libia, avvenuta dal terzo trimestre 2018, al netto della quale la variazione si ridetermina in circa +5%. La performance produttiva è stata sostenuta dal ramp-up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 in particolare in Libia, Ghana e Angola, dagli start-up in Messico, Norvegia, Egitto, Algeria (per un contributo complessivo di 253 mila boe/giorno), da incrementi in Nigeria, Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione di gas in Indonesia a causa della riduzione della domanda gas in Asia, in Venezuela, per la situazione contingente nel Paese, nonché dal declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e Angola.
La produzione di petrolio è stata di 893 mila barili/giorno. Gli start-up e ramp-up del periodo, in particolare in Messico, Libia e Ghana, e la crescita produttiva negli Emirati Arabi Uniti e Nigeria sono stati parzialmente compensati dalle fermate produttive, in particolare in Congo, dalla minore produzione in Venezuela e dal declino dei giacimenti maturi.
La produzione di gas naturale è stata di 150 milioni di metri cubi/giorno. I ramp-up di periodo, in particolare in Egitto e Ghana e la crescita in Nigeria sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione in Indonesia e Venezuela nonché dal declino dei giacimenti maturi.
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 630,6 milioni di boe. La differenza di 52,4 milioni di boe rispetto alla produzione di 683 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (45,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (325,4 milioni di barili) è stata destinata per circa il 66% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (46,7 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 18% al settore Gas & Power.

Produzione annuale di idrocarburi[a][b][c]

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2019			2018			2017		
Italia	**19**	**3,9**	**45**	**22**	**4,4**	**50**	**19**	**4,6**	**49**
Resto d'Europa	**8**	**1,8**	**20**	**41**	**4,6**	**71**	**37**	**4,9**	**69**
Croazia					0,1	1		0,2	1
Norvegia				33	2,5	49	29	2,7	47
Regno Unito	8	1,8	20	8	2,0	21	8	2,0	21
Africa Settentrionale	**61**	**11,9**	**138**	**56**	**13,4**	**144**	**58**	**18,1**	**175**
Algeria	23	1,2	30	24	1,1	31	25	1,2	33
Libia	37	10,6	106	31	12,2	111	32	16,8	140
Tunisia	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	**27**	**15,6**	**129**	**28**	**12,6**	**110**	**26**	**8,9**	**84**
Africa Sub-Sahariana[d]	**91**	**6,4**	**133**	**89**	**5,3**	**123**	**90**	**4,6**	**119**
Angola	37	0,7	42	41	0,9	46	43	0,5	46
Congo	22	1,5	32	24	1,6	34	23	1,2	30
Ghana	9	1,0	15	5	0,2	7	3		3
Nigeria	23	3,2	44	19	2,6	36	21	2,9	40
Kazakhstan	**36**	**2,8**	**55**	**35**	**2,7**	**52**	**30**	**2,7**	**48**
Resto dell'Asia	**32**	**5,2**	**66**	**28**	**5,7**	**65**	**20**	**3,6**	**43**
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	18	0,1	19	14		14			
Indonesia		3,2	21	1	3,9	26	1	2,0	14
Iraq	10	0,8	15	10	0,4	13	15	0,2	16
Pakistan		1,1	7		1,1	7		1,4	9
Turkmenistan	3		3	2	0,3	4	3		3
America	**20**	**0,7**	**24**	**19**	**1,2**	**27**	**23**	**2,0**	**36**
Ecuador	2		2	4		4	4		4
Messico	1		1						
Stati Uniti	17	0,7	21	15	0,9	21	19	1,4	28
Trinidad e Tobago					0,3	2		0,6	4
Australia e Oceania	**1**	**1,4**	**10**	**1**	**1,2**	**8**	**1**	**1,1**	**8**
Australia	1	1,4	10	1	1,2	8	1	1,1	8
	295	**49,7**	**620**	**319**	**51,1**	**650**	**304**	**50,5**	**631**
Società in joint venture e collegate									
Angola	2	1,0	8	1	0,9	7	1	0,9	8
Indonesia							1	0,1	1
Norvegia	27	1,9	40						
Tunisia	1		1	1	0,1	1	1	0,1	1
Venezuela	1	2,0	14	3	2,3	18	4	2,8	22
	31	**4,9**	**63**	**5**	**3,3**	**26**	**7**	**3,9**	**32**
Totale	**326**	**54,6**	**683**	**324**	**54,4**	**676**	**311**	**54,4**	**663**

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (45,4, 43,5 e 35,2 milioni di boe, rispettivamente nel 2019, 2018 e 2017).
(c) Con efficacia 1° gennaio 2019, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1 mc = 0,00653 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00647 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2019 è stato di circa 3 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.
(d) Il dato del 2019 include circa 4 milioni di boe, prevalentemente gas, per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make-up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation. Nelle disclosure Oil & Gas preparate in base allo SFAS 69, tale volume è classificato nei movimenti delle riserve al 31.12.2019 come cessione e il relativo ricavo è escluso dai risultati delle attività di esplorazione e produzione d'idrocarburi. Il calcolo degli indicatori prezzo per boe e operating cost per boe è unaffected da tale transazione.

Produzione giornaliera di idrocarburi[a][b][c]

Società consolidate	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
	2019			2018			2017		
Italia	**53**	**10,7**	**123**	**60**	**12,1**	**138**	**53**	**12,5**	**134**
Resto d'Europa	**23**	**4,9**	**55**	**113**	**12,6**	**194**	**102**	**13,5**	**189**
Croazia					0,3	2		0,5	3
Norvegia				89	6,9	134	81	7,5	129
Regno Unito	23	4,9	55	24	5,4	58	21	5,5	57
Africa Settentrionale	**166**	**32,5**	**379**	**154**	**36,8**	**392**	**158**	**49,6**	**479**
Algeria	62	3,2	83	65	3,0	85	68	3,3	90
Libia	101	29,0	291	86	33,4	302	87	46,0	384
Tunisia	3	0,3	5	3	0,4	5	3	0,3	5
Egitto	**75**	**42,7**	**354**	**77**	**34,5**	**300**	**72**	**24,4**	**230**
Africa Sub-Sahariana[d]	**249**	**17,6**	**363**	**244**	**14,3**	**337**	**247**	**12,6**	**327**
Angola	102	1,9	113	111	2,4	127	119	1,3	126
Congo	59	4,2	87	65	4,3	92	63	3,2	83
Ghana	24	2,8	42	15	0,5	18	8	0,1	9
Nigeria	64	8,7	121	53	7,1	100	57	8,0	109
Kazakhstan	**100**	**7,7**	**150**	**94**	**7,5**	**143**	**83**	**7,5**	**132**
Resto dell'Asia	**86**	**14,2**	**179**	**77**	**15,6**	**177**	**53**	**9,8**	**116**
Cina	1		1	1		1	2		2
Emirati Arabi Uniti	49	0,2	51	39	0,1	40			
Indonesia	2	8,7	59	3	10,7	71	3	5,3	38
Iraq	27	2,2	41	28	1,0	34	40	0,6	43
Pakistan		2,9	19		3,0	20		3,7	24
Turkmenistan	7	0,2	8	6	0,8	11	8	0,2	9
America	**55**	**1,9**	**68**	**52**	**3,4**	**75**	**63**	**5,5**	**99**
Ecuador	6		6	12		12	12		12
Messico	4	0,1	4						
Stati Uniti	45	1,8	58	40	2,4	56	51	3,9	77
Trinidad e Tobago					1,0	7		1,6	10
Australia e Oceania	**2**	**4,0**	**28**	**2**	**3,2**	**23**	**2**	**3,0**	**22**
Australia	2	4,0	28	2	3,2	23	2	3,0	22
	809	**136,2**	**1.699**	**873**	**140,0**	**1.779**	**833**	**138,4**	**1.728**
Società in joint venture e collegate									
Angola	4	2,8	23	3	2,5	19	3	2,5	20
Indonesia					0,1	1	1	0,3	3
Norvegia	74	5,2	108						
Tunisia	3	0,1	3	3	0,1	4	3	0,1	4
Venezuela	3	5,4	38	8	6,3	48	12	7,7	61
	84	**13,5**	**172**	**14**	**9,0**	**72**	**19**	**10,6**	**88**
Totale	**893**	**149,7**	**1.871**	**887**	**149,0**	**1.851**	**852**	**149,0**	**1.816**

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (124, 119 e 97 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2019, 2018 e 2017).
(c) Con effetto 1° gennaio 2019, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00653 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00647 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2019 è di 9 mila boe/giorno.
(d) Il dato del 2019 include circa 10 mila boe/giorno, prevalentemente gas, per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make-up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation. Nelle disclosure Oil & Gas preparate in base allo SFAS 69, tale volume è classificato nei movimenti delle riserve al 31.12.2019 come cessione e il relativo ricavo è escluso dai risultati delle attività di esplorazione e produzione d'idrocarburi. Il calcolo degli indicatori prezzo per boe e operating cost per boe è unaffected da tale transazione.

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2019 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.292 (2.848,8 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.710 (2.113,2 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.582 (735,6 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Pozzi produttivi[a]

	2019			
	Petrolio		Gas naturale	
(numero)	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	204,0	158,2	441,0	383,0
Resto d'Europa	657,0	106,2	207,0	67,0
Africa Settentrionale	589,0	245,7	125,0	67,5
Egitto	1.196,0	513,2	141,0	43,6
Africa Sub-Sahariana	2.620,0	538,0	201,0	27,0
Kazakhstan	204,0	55,8	1	0,3
Resto dell'Asia	990,0	367,7	180,0	63,6
America	250,0	128,4	284,0	81,6
Australia e Oceania			2,0	2,0
	6.710,0	**2.113,2**	**1.582,0**	**735,6**

(a) Include 1.403 (382,8 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

ESPLORAZIONE

Nel 2019 sono stati ultimati 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni), a fronte dei 24 nuovi pozzi esplorativi (15,6 in quota Eni) del 2018 e dei 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni) del 2017. Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 36% (47% in quota Eni), a fronte del 62% (66% in quota Eni) del 2018 e del 60% (52% in quota Eni) del 2017.

Perforazione esplorativa

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress[b]	
	2019		2018		2017		2019	
(numero)	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	totale	in quota Eni
Italia		0,5	1,8					
Resto d'Europa	0,3	1,4		0,5	1,2	1,3	14,0	3,5
Africa Settentrionale	0,5			0,5	0,5		12,0	9,5
Egitto	4,5	1,5	1,7	1,5	2,5	5,4	13,0	9,7
Africa Sub-Sahariana	0,5	0,9	0,4		2,9	0,3	38,0	18,4
Kazakhstan							6,0	1,1
Resto dell'Asia		1,7	2,2	2,6			11,0	3,8
America			4,0		0,5		3,0	1,4
Australia e Oceania		0,5					1,0	0,3
	5,8	**6,5**	**10,1**	**5,1**	**7,6**	**7,0**	**98,0**	**47,7**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.
(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

SVILUPPO

Nel 2019 sono stati ultimati 241 nuovi pozzi di sviluppo (85,4 in quota Eni) a fronte dei 209 nuovi pozzi di sviluppo (80,2 in quota Eni) del 2018 e dei 178 (90,7 in quota Eni) del 2017. È attualmente in corso la perforazione di 84 pozzi di sviluppo (21,0 in quota Eni).

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Perforazione di sviluppo

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress	
	2019		2018		2017		2019	
(numero)	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	totale	in quota Eni
Italia	3,0		3,0		2,6		2,0	1,6
Resto d'Europa	3,3		2,8	0,3	2,7	0,2	25,0	2,2
Africa Settentrionale	5,0	1,1	9,6	0,5	5,1		2,0	1,1
Egitto	33,5		30,7		49,7	2,3	9,0	3,5
Africa Sub-Sahariana	7,0		7,3	0,1	8,6		19,0	3,4
Kazakhstan	0,9		0,9		1,2		1,0	0,3
Resto dell'Asia	27,3	2,2	21,9		15,0	0,2	25,0	7,9
America	2,1		2,3		3,1		1,0	1,0
Australia e Oceania			0,8					
	82,1	**3,3**	**79,3**	**0,9**	**88,0**	**2,7**	**84,0**	**21,0**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

SUPERFICI

Nel 2019 Eni ha condotto operazioni in 41 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2019 il portafoglio minerario di Eni consiste in 873 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 357.854 chilometri quadrati in quota Eni (406.505 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2018). La superficie sviluppata è di 29.283 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 328.571 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2019 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Bahrain e dall'acquisto di nuovi titoli in Emirati Arabi Uniti, Mozambico, Algeria, Argentina, Egitto, Cipro, Norvegia, Tunisia, Kazakhstan, Costa d'Avorio e Messico per una superficie di circa 33.500 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in India, Cina, Vietnam, Portogallo, Ecuador e Regno Unito per circa 27.600 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta per variazioni di quota principalmente in Myanmar, Indonesia e Stati Uniti, per circa 970 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale principalmente in Indonesia, Sudafrica e Pakistan, nonché per variazioni di quota in Oman, Marocco, Cipro, Indonesia e Mozambico per circa 55.500 chilometri quadrati.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2018	31 dicembre 2019						
	Totale Sup. netta[a]	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata[a][b]	Sup. lorda non sviluppata[a]	Totale Sup. lorda[a]	Sup. netta sviluppata[a][b]	Sup. netta non sviluppata[a]	Totale Sup. netta[a]
EUROPA	**46.332**	**309**	**15.282**	**58.616**	**73.898**	**9.278**	**28.750**	**38.028**
Italia	**14.987**	**128**	**9.545**	**7.595**	**17.140**	**7.887**	**5.845**	**13.732**
Resto d'Europa	**31.345**	**181**	**5.737**	**51.021**	**56.758**	**1.391**	**22.905**	**24.296**
Cipro	17.111	7		26.614	26.614		14.557	14.557
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	2.628	131	4.828	14.577	19.405	777	3.436	4.213
Portogallo	3.182							
Regno Unito	4.018	38	909	1.011	1.920	614	506	1.120
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	**165.699**	**260**	**54.351**	**273.494**	**327.845**	**15.194**	**148.431**	**163.625**
Africa Settentrionale	**33.932**	**69**	**17.628**	**51.716**	**69.344**	**7.966**	**23.907**	**31.873**
Algeria	1.155	47	12.157	279	12.436	5.472	100	5.572
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	17.925	1		23.900	23.900		10.755	10.755
Tunisia	1.558	10	3.508	2.864	6.372	1.536	716	2.252
Egitto	**5.248**	**56**	**5.659**	**15.710**	**21.369**	**2.113**	**5.500**	**7.613**
Africa Sub-Sahariana	**126.519**	**135**	**31.064**	**206.068**	**237.132**	**5.115**	**119.024**	**124.139**
Angola	5.303	45	8.349	7.841	16.190	1.073	2.671	3.744
Congo	1.471	25	1.430	1.320	2.750	843	628	1.471
Costa d'Avorio	2.905	5		4.921	4.921		3.724	3.724
Gabon	4.107	4		4.107	4.107		4.107	4.107
Ghana	579	3	226	1.127	1.353	100	479	579
Kenia	43.948	6		50.677	50.677		43.948	43.948
Mozambico	978	10		25.304	25.304		4.349	4.349
Nigeria	7.722	32	21.059	8.631	29.690	3.099	3.543	6.642
Sudafrica	26.202	1		55.677	55.677		22.271	22.271
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
ASIA	**181.414**	**69**	**12.686**	**267.851**	**280.537**	**3.199**	**139.497**	**142.696**
Kazakhstan	**1.543**	**8**	**2.391**	**5.124**	**7.515**	**442**	**1.718**	**2.160**
Resto dell'Asia	**179.871**	**61**	**10.295**	**262.727**	**273.022**	**2.757**	**137.779**	**140.536**
Bahrain		1		2.858	2.858		2.858	2.858
Cina	5.228	6	77		77	13		13
Emirati Arabi Uniti	1.472	9	2.949	17.058	20.007	217	10.170	10.387
India	5.244							
Indonesia	23.769	13	2.605	20.898	23.503	1.029	14.926	15.955
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	13.558	4		24.080	24.080		14.147	14.147
Oman	77.146	1		90.760	90.760		49.918	49.918
Pakistan	5.786	12	3.390	8.370	11.760	872	2.907	3.779
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.230	4		2.612	2.612		1.620	1.620
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	23.132	4		23.908	23.908		18.553	18.553
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	**9.303**	**229**	**2.299**	**17.763**	**20.062**	**1.024**	**9.679**	**10.703**
Ecuador	1.985							
Messico	3.000	10	14	5.455	5.469	14	3.092	3.106
Stati Uniti	2.191	205	1.024	1.683	2.707	513	1.422	1.935
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	1.061	8		9.082	9.082		4.596	4.596
AUSTRALIA E OCEANIA	**3.757**	**6**	**728**	**2.860**	**3.588**	**588**	**2.214**	**2.802**
Australia	3.757	6	728	2.860	3.588	588	2.214	2.802
Totale	**406.505**	**873**	**85.346**	**620.584**	**705.930**	**29.283**	**328.571**	**357.854**

(a) Chilometri quadrati.
(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Principali asset produttivi (% in quota Eni) ed anno di avvio delle operazioni

ITALIA		(1926)	Operato	**Mare Adriatico e Ionico**	Barbara (100%), Cervia/Arianna (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Luna (100%), Angela (100%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
				Basilicata	Val d'Agri (61%)
				Sicilia	Gela (100%), Tresauro (45%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	**Norvegia**[a]	(1965)	Operati	Goliat (45,24%), Marulk (13,92%), Balder & Ringhorne (62,64%) e Ringhorne East (48,71%)	
			Non Operati	Åsgard (15,35%), Kristin (13,31%), Heidrun (3,60%), Mikkel (33,67%), Tyrihans (12,54%), Morvin (20,88%), Great Ekofisk Area (8,62%), Boyla (13,92%), Brage (8,53%) e Snorre (12,91%)	
	Regno Unito	(1964)	Operati	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
			Non Operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	**Algeria**[b]	(1981)	Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
			Non Operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia[b]	(1959)	Non Operati	**Aree contrattuali onshore**	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
				Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Blocco NC 41 - 50%)
	Tunisia	(1961)	Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)	
EGITTO[b][c]		(1954)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), South West Meleiha (100%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%), Ashrafi (50%) e West Razzak (100%)	
			Non Operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	**Angola**	(1980)	Operati	Blocco 15/06 (36,84%)	
			Non Operati	Blocco 0 (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (20%), la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (18%)	
	Congo	(1968)	Operati	Nené Marine (65%), Litchendjili (65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (100%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (82%), Kouakouala (74,25%), Zingali (100%) e Loufika (100%)	
			Non Operati	Pointe-Noire Grand Fond (35%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria	(1962)	Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
			Non Operati[d]	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN[b]		(1992)	Operati[e]	Karachaganak (29,25%)	
			Non Operati	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	**Emirati Arabi Uniti**	(2018)	Non Operati	Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%)	
	Indonesia	(2001)	Operati	Jangkrik (55%)	
	Iraq	(2009)	Operati[f]	Zubair (41,6%)	
	Pakistan	(2000)	Operati	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
			Non Operati	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008)	Operati	Burun (90%)	
AMERICA	**Messico**	(2019)	Operati	**Golfo del Messico**	Area 1 (100%)
	Stati Uniti	(1968)	Operati	**Golfo del Messico**	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
				Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
			Non Operati	**Golfo del Messico**	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (8,5%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non Operati	Perla (50%), Corocoro (26%) e Junín 5 (40%)	

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,6%).
(b) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.
(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di partecipating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.
(d) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 17 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.
(e) Eni e Shell sono co-operatori.
(f) Eni è capofila di un consorzio costituito da compagnie internazionali con la compagnia di Stato Missan Oil.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.
Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).
Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.
Production Sharing Agreement (PSA). Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.
La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

ITALIA

Nell'offshore Adriatico le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione; e (ii) progetti di efficientamento per ulteriore riduzione delle emissioni. In particolare sono state avviate le attività di sostituzione delle facility di compressione del gas della Centrale di Rubicone. Inoltre sono proseguite le attività definite nell'ambito dell'VIII Accordo con il Comune di Ravenna: (i) programmi di valorizzazione del territorio in collaborazione con l'Università di Bologna; (ii) iniziative a sostegno dell'occupazione giovanile; (iii) progetti di salvaguardia dell'area costiera; e (iv) programmi di Alternanza Scuola-Lavoro.
Nel corso dell'anno è stato completato il programma di trasformazione digitale del Centro olio di Viggiano presso la concessione Val d'Agri (Eni 61%, operatore) con miglioramento nell'ambito di sicurezza impiantistica e ambiente nonché delle performance operative. Inoltre è stato avviato il progetto Energy Valley, che prevede diverse iniziative in ambito della tutela ambientale, valorizzazione del territorio e sostenibilità del business: (i) il progetto Mini Blue Water di economia circolare, per il trattamento, recupero e riutilizzo delle acque di produzione nel Centro olio di Viggiano e l'installazione di impianti fotovoltaici a supporto delle facility del centro olio; (ii) la prosecuzione del piano di monitoraggio ambientale e sulla biodiversità. In particolare è stato realizzato un Centro di Monitoraggio Ambientale per la gestione e diffusione dei dati raccolti; e (iii) iniziative a supporto del settore agro-alimentare dell'area anche attraverso programmi di formazione. In particolare le attività dell'anno, con incremento dell'occupazione locale, hanno riguardato progetti di riqualificazione di alcune aree e ristrutturazione di fabbricati destinati all'utilizzo del settore agricolo.
Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono: (i) le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore a gas di Argo e Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere una carbon neutrality. Le attività includono il trasporto, tramite una pipeline sottomarina, del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione, che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata. Inoltre nell'anno è stato siglato un protocollo d'intenti con il Ministero dell'Ambiente che definisce, nell'arco dei prossimi anni, diverse iniziative di riqualifica delle aree produttive, risanamento ambientale nonché progetti innovativi realizzati con tecnologie proprietarie, per la cattura e il riutilizzo della CO_2; e (ii) i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nel febbraio 2019 è stata completata l'acquisizione, definita dagli accordi siglati nel 2018, della partecipazione del 49% nelle con-

cessioni di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II nel bacino del Berkine Nord. Le attività in corso nell'area hanno riguardato: (i) lo sviluppo accelerato delle riserve di petrolio e gas naturale delle tre concessioni. In particolare nel corso dell'anno è stata avviata la produzione a olio attraverso 7 pozzi produttivi e allacciamento alle esistenti facility dell'area di BRN nel Blocco 403 (Eni 50%). L'avvio della produzione di gas tramite la perforazione di 2 pozzi e il collegamento di altri 2 pozzi alle esistenti facility, è avvenuto nei primi mesi del 2020 a seguito del completamento della pipeline di collegamento di BRN all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b (Eni 75%, operatore); e (ii) l'attività esplorativa e di delineazione dell'area. In particolare nel 2019 l'attività ha avuto esito positivo con una scoperta di petrolio e gas naturale nella concessione di Ourhoud II.
Le attività di sviluppo degli altri blocchi hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione nelle aree operate dei Blocchi 403a/d e ROM Nord (Eni 35%), Blocchi 401a/402a (Eni 55%), nel Blocco 405b, Blocco 403 e Blocco 404 (Eni 12,25%); e (ii) il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk nel Blocco 208 (Eni 12,25%) con la perforazione di pozzi produttori e water injection.

EGITTO

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) una scoperta a gas nella licenza esplorativa di El Qar'a (Eni 75%), nel Delta del Nilo; (ii) una scoperta a olio di Sidri nel permesso di Abu Rudeis (Eni 100%), nel Golfo di Suez. Le attività di drilling sono state completate e i pozzi produttivi allacciati alle esistenti facility produttive; (iii) le scoperte a olio di Basma e Shemy nel permesso produttivo di Meleiha (Eni 76%). Le attività di perforazione di Basma sono state completate e i relativi pozzi sono stati allacciati alle esistenti facility produttive; (iv) la scoperta a gas e condensati SWM-A-3X nel permesso South West Meleiha (Eni 100%); e (v) il pozzo Nour-1, mineralizzato a gas, nella licenza esplorativa Nour (Eni 40%).
Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario residuo anche in aree produttive mature.
Nel febbraio 2019 sono stati assegnati a Eni due nuovi blocchi esplorativi nell'onshore del Paese: (i) South East Siwa (Eni 100%), nel Deserto Occidentale in prossimità della concessione South West Meleiha; e (ii) West Sherbean (Eni 50%, operatore), nell'onshore del Delta del Nilo, in prossimità del giacimento in produzione di Nooros (Eni 75%, operatore). In caso di successo esplorativo, le attività di sviluppo potranno avvalersi delle infrastrutture esistenti.
Nel corso del 2019 sono stati completati: (i) l'installazione nell'area produttiva del giacimento Nooros di una nuova pipeline per il trasporto del gas all'impianto di trattamento di El Gamil, per l'ottimizzazione della produzione e massimizzare il recupero delle riserve; (ii) il progetto offshore Baltim South West (Eni 50%, operatore) con conseguente start-up produttivo. Le attività hanno riguardato l'installazione di una piattaforma produttiva collegata all'esistente impianto di trattamento di Abu Madi. Lo start-up è stato conseguito a soli 19 mesi dalla decisione finale d'investimento (FID) confermando il successo della strategia di fast-track di Eni nel completamento e avvio dei progetti di sviluppo; e (iii) l'installazione nell'area produttiva di South West Meleiha di una pipeline di collegamento all'impianto di trattamento operato di Meleiha.
Le attività di sviluppo relative al ramp-up della produzione del progetto Zohr (Eni 50%, operatore) hanno riguardato: (i) il completamento delle rimanenti tre unità di trattamento onshore pianificate per un totale di otto; (ii) la perforazione ed avvio produttivo di ulteriori quattro pozzi; e (iii) il completamento e l'avvio del secondo gasdotto, portando la capacità installata ad oltre 91 milioni di metri cubi/giorno.
Al 31 dicembre 2019 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a $5,4 miliardi pari a €4,8 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2019. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €1,1 miliardi. Al 31 dicembre 2019 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 807 milioni di boe.
Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente programmi di infilling e ottimizzazione della produzione: (i) nella concessione Sinai (Eni 100%, operatore), includendo la messa in produzione delle nuove scoperte, nonché l'ottimizzazione della water injection a supporto della pressione di giacimento; e (ii) nelle concessioni operate di Meleiha, Meleiha Deep (Eni 100%) e Ras Qattara (Eni 75%) nel Deserto Occidentale.
Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due progetti di intervento da realizzarsi nell'arco di quattro anni. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo progetto, per un valore complessivo di $20 milioni, include diverse iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. Il programma ha identificato, in accordo con gli stakeholder dell'area e le Autorità del Paese, tre aree di intervento: (i) acquacoltura ed attività ittiche; (ii) progetti sanitari. In particolare è stato realizzato nel corso del 2019 un Centro Medico che fornirà servizi sanitari a circa 20 mila persone. Inoltre sono stati realizzati programmi di formazione e attività di prevenzione e promozione della salute; e (iii) programmi a supporto dei giovani, in particolare con la realizzazione nel corso del 2019 di un centro giovanile.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%) con la scoperta a olio di Agogo e i pozzi di appraisal Agogo-2 e Agogo-3, Ndungu e Agidibo. Le scoperte hanno consentito, insieme a quelle di fine 2018 (Kalimba e Afoxè), di incrementare di ulteriori 2 miliardi di barili di olio in posto il nuovo potenziale minerario dell'area. Nel 2020 è stata avviata la produzione della scoperta di Agogo attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, nell'ambito del progetto West Hub. In particolare lo start-up produttivo è stato conseguito attraverso l'applicazione delle tecnologie digitali che hanno permesso di ottimizzare i tempi di perforazione dei pozzi. Lo start-up record in soli nove mesi dalla scoperta conferma l'impegno di Eni nello sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti.
Nell'ambito dello sviluppo del Blocco 15/06 sono in corso le attività che renderanno l'East Hub il primo impianto offshore di Eni completamente digitalizzato.

Nel gennaio 2020 è stata assegnato ad Eni l'operatorship del Blocco 28 (Eni 60%). Lo sviluppo delle scoperte farà leva su possibili sinergie sfruttando la presenza di facility produttive esistenti.
Nell'ottobre 2019 è stato firmato un accordo commerciale tra i partner del consorzio A-LNG (Eni 13,6%). L'accordo prevede l'assegnazione ad Eni dell'operatorship con una quota del 25,6% per lo sviluppo di campi a gas a supporto dell'impianto di liquefazione operato dal consorzio A-LNG. Il sanzionamento del primo progetto di sviluppo è atteso nel 2020.
Nel novembre 2019, Eni e le autorità del Paese hanno firmato un protocollo d'intesa che conferma la strategia di Eni che coniuga il business tradizionale con una crescita sostenibile dei territori in cui opera. In particolare il protocollo include: (i) progetti di accesso all'energia, diversificazione economica, accesso ad acqua e servizi sanitari, istruzione e formazione. I progetti saranno sviluppati nell'area di Cabinda nella parte settentrionale del Paese; (ii) la realizzazione di un impianto fotovoltaico nella provincia di Namibe. Eni e le autorità del Paese hanno contestualmente firmato il relativo accordo di concessione dell'area destinata alla realizzazione dell'impianto; (iii) i progetti per rafforzare servizi specialistici sanitari così come definito dal MoU firmato con il Ministero della Salute. I progetti saranno realizzati presso le strutture sanitarie di Luanda e nella provincia di Cabinda; e (iv) l'acquisizione del blocco offshore 1/14 (Eni 35%, operatore) e del blocco onshore Cabinda Centro (Eni 42,5%).
Nel corso del 2019 è stata finalizzata l'estensione del Blocco 15 (Eni 20%) fino al 2032, con unitizzazione di alcune aree produttive del blocco.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento dello sviluppo del giacimento Vandumbu nell'ambito del progetto West Hub nel Blocco 15/06; e (ii) programmi di ottimizzazione della produzione sui campi di Mpungi e Sangos nel Blocco 15/06 e nel Blocco 0 (Eni 9,8%).
Eni è inoltre impegnata nell'implementazione di attività a supporto dello sviluppo socio-economico nella regione meridionale del Paese, nella provincia di Huila e Namibe. Nel corso del 2019 sono stati realizzati progetti di accesso all'energia da fonti rinnovabili e all'acqua potabile.

Mozambico Nel maggio 2019 è stato sottoscritto un accordo di farm-in con ExxonMobil per l'acquisto di una quota del 10% dei blocchi offshore A5-B, Z5-C e Z5-D, nelle acque profonde dei bacini di Angoche e dello Zambesi.
Nel luglio 2019 è stata ceduta una quota del 25,5% del blocco offshore A5-A nelle acque profonde dello Zambesi, a Qatar Petroleum. Eni rimane operatore con una quota del 34%.
Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto di Coral South, operato da Eni, e le scoperte del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase liquefazione.
Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini e start-up atteso nel 2022. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di ulteriori dieci anni.
Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddling) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Total), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddling. Nel 2019 le Autorità del Paese hanno approvato l'accordo di unitizzazione tra l'Area 1 e l'Area 4. Il progetto prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Nel maggio 2019 il piano di sviluppo è stato approvato dalle competenti Autorità del Paese.
Nel 2019 sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria, in particolare nella città di Pemba anche attraverso manutenzione ordinaria e straordinaria di scuole e iniziative di formazione; (ii) programmi per la promozione di comportamenti domestici più sostenibili attraverso progetti di clean cooking; (iii) programmi di protezione della biodiversità anche attraverso accordi con istituzioni e Autorità del Paese; (iv) progetti per la protezione e conservazione delle foreste (REDD+ program) in collaborazione con il Governo del Mozambico; e (v) programmi a sostegno della salute, coordinati con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione.

Nigeria Nel dicembre 2019 è stata sanzionata la FID per la realizzazione del settimo treno di trattamento dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny (Eni 10,4%). La realizzazione dell'unità addizionale di trattamento consentirà di incrementare la capacità produttiva dell'impianto dagli attuali 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas, fino a oltre 30 milioni di tonnellate/anno. Il completamento e avvio produttivo è atteso nel 2024. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2019 sono stati pari a circa 33 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sul mercato asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.
Le attività di sviluppo dei blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore) hanno riguardato: (i) il completamento e start-up produttivo della scoperta a gas e condensati di Obiafu 41; e (ii) il potenziamento della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai alimentata da parte del gas prodotto dall'area. Il completamento delle attività consentirà di raggiungere circa 1 GW di produzione.
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) programmi di infilling e ottimizzazione della produzione nel blocco OML 118 (Eni 12,5%); (ii) il completamento di ulteriori due pozzi a olio del progetto Abo nel blocco OML 125 (Eni 100%, operatore). Il picco produttivo di 26 mila barili/giorno è stato raggiunto nel corso dell'anno; (iii) il completamento del progetto di sviluppo di gas associato Forkados Yokri Integrated Project nel blocco OML 43 (Eni 5%) e SSAGS project nel blocco OML 28 (Eni 5%). Il gas prodotto sarà destinato al mercato domestico; e (iv) il sanzionamento del progetto di flaring down di Assa North (Eni 5%) a supporto del mercato domestico.
Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nelle aree nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione.

Nel 2019 sono stati realizzati 6 pozzi che vanno ad aggiungersi a quelli realizzati nel 2018, per un totale di 16 pozzi. I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia; (ii) progetti di diversificazione economica, in particolare le iniziative del Green River Project; (iii) attività a supporto dell'educazione e formazione professionale; e (iv) interventi di riabilitazione di strutture sanitarie e fornitura di materiale medico.

KAZAKHSTAN

Kashagan Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni 16,81%) sono focalizzate sul programma di espansione della capacità produttiva fino ai 450 mila barili di olio al giorno. Le attività definite includono diverse iniziative relative all'incremento della capacità di iniezione di gas naturale, la conversione di pozzi da produttori ad iniettori, l'upgrading delle facility esistenti e la realizzazione di una nuova unità onshore di trattamento.
Al 31 dicembre 2019 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a $10 miliardi, pari a €8,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2019, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2019 ($7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti ($2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €106 milioni. Al 31 dicembre 2019 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 661 milioni di boe in aumento rispetto al 2018.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%): (i) il progetto Karachaganak Debottlenecking è in corso di esecuzione; (ii) è stato sanzionato il progetto per la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas, avviato nel corso dell'anno; e (iii) completata la fase di Front End Engineering Design del Karachaganak Expansion Project. Le attività di sviluppo includono l'installazione di due ulteriori compressori di reiniezione gas.
Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi.
Al 31 dicembre 2019 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a $4.1 miliardi, pari a €3.7 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2019. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €267 milioni. Al 31 dicembre 2019 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 448 milioni di boe, in lieve riduzione rispetto al 2018, dovuta principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nell'anno sono stati assegnati ad Eni: (i) l'operatorship e una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore di Abu Dhabi. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi per il Blocco 1 e la perforazione di due pozzi esplorativi e di un pozzo di appraisal nel Blocco 2; (ii) tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah, con l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C e una quota del 50% nell'area B. Nel gennaio 2020 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas e condensati di Mahani-1 nella concessione B; e (iii) una concessione offshore esplorativa nell'Emirato di Ras al Khaimah con l'operatorship e una quota del 90% nel Blocco A.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento della FID del progetto Dalma Gas Develompment nella concessione di Gasha (Eni 25%). Lo start-up è atteso nel 2022; e (ii) il completamento del progetto Nasr Full Field Development nella concessione Umm Shaif/Nasr (Eni 10%) con conseguente ramp-up produttivo raggiunto nel corso del 2019.

AMERICA

Messico Nel febbraio 2020, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta offshore a olio di Saasken nel Blocco 10 (Eni 65%, operatore). Nel 2019 è stata avviata la produzione in early production della licenza operata Area 1 (Eni 100%) attraverso la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piattaforma produttiva collegata tramite sealine ad un impianto di trattamento onshore. Le attività di perforazione sono state supportate dall'utilizzo di tool digitali che hanno ottimizzato i tempi. La fase di sviluppo full field include l'installazione di tre ulteriori piattaforme e di una FPSO per incrementare la capacità produttiva fino a 100 mila barili/giorno nel 2021.
Nel 2019 Eni e le Autorità locali hanno firmato un accordo di collaborazione per l'individuazione di programmi di sviluppo locale nell'ambito dell'educazione, della salute, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto dell'occupazione. In particolare, così come definito dagli accordi, nel corso dell'anno: (i) sono stati avviati i lavori di riabilitazione di due scuole. Le attività rientrano in un programma complessivo che include interventi su 13 scuole e percorsi formativi; (ii) l'avvio di campagne di lotta alla malnutrizione infantile; (iii) studi di fattibilità con le Università locali per l'identificazione di alcuni progetti di diversificazione economica; ed (iv) è stato finalizzato, con il supporto del Danish Institute for Human Rights, un impact assessment per l'elaborazione di un piano di azione nell'ambito dei diritti umani.

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore (€6.996 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€5.931 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola.
In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare interventi di sidetrack e workover nelle aree mature. L'acquisto di riserve proved e unproved di €400 milioni riguarda principalmente l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria.
Gli investimenti di ricerca esplorativa (€586 milioni) hanno riguardato in particolare le attività in Egitto, Angola, Messico, Emirati Arabi Uniti e Libia.
Nel 2019 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore è stata pari a €71 milioni (€96 milioni nel 2018). Sono state depositate 12 domande di brevetto.

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Acquisto di riserve proved e unproved	**400**	**869**	**5**	**(469)**
Egitto	1			1
Africa Settentrionale	135			135
Africa Sub-Sahariana			5	
Resto dell'Asia	23	869		(846)
America	241			241
Esplorazione	**586**	**463**	**442**	**123**
Italia		1	5	(1)
Resto d'Europa	43	52	186	(9)
Africa Settentrionale	71	20	55	51
Egitto	86	80	70	6
Africa Sub-Sahariana	128	22	25	106
Kazakhstan	7		3	7
Resto dell'Asia	141	140	20	1
America	74	146	76	(72)
Australia e Oceania	36	2	2	34
Sviluppo	**5.931**	**6.506**	**7.236**	**(575)**
Italia	289	380	260	(91)
Resto d'Europa	110	600	399	(490)
Africa Settentrionale	536	525	626	11
Egitto	1.481	2.205	3.030	(724)
Africa Sub-Sahariana	1.406	1.635	1.852	(229)
Kazakhstan	371	193	197	178
Resto dell'Asia	1.028	550	666	478
America	695	381	195	314
Australia e Oceania	15	37	11	(22)
Altro	**79**	**63**	**56**	**16**
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI	**6.996**	**7.901**	**7.739**	**(905)**

Gas & Power



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,59**	0,56	0,37
di cui: dipendenti		***0,46***	*0,34*	*0,45*
contrattisti		***0,84***	*0,99*	*0,23*
Ricavi della gestione caratteristica[a]	(€ milioni)	**50.015**	55.690	50.623
Utile (perdita) operativo		**699**	629	75
Utile (perdita) operativo adjusted		**654**	543	214
di cui: Gas & LNG Marketing and Power		***376***	*342*	*77*
Eni gas e luce		***278***	*201*	*137*
Utile (perdita) netto adjusted		**426**	310	52
Investimenti tecnici		**230**	215	142
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	***73,07***	*76,71*	80,83
di cui: in Italia		***37,85***	*39,03*	*37,43*
internazionali		***35,22***	*37,68*	*43,40*
Vendite di GNL[b]		**10,1**	10,3	8,3
Clienti retail in Italia	(milioni)	***7,74***	*7,74*	*7,65*
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	**21,66**	21,62	22,42
Vendite di energia elettrica		**39,49**	37,07	35,33
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**3.015**	3.040	4.313
di cui: all'estero		***975***	*951*	*2.031*
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	**10,47**	11,08	11,30
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO_2eq/kWheq)	**394**	402	395

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo).

Performance dell'anno

→ L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si è attestato a 0,59 registrando un lieve incremento rispetto all'anno precedente.

→ Le emissioni di GHG evidenziano un trend in miglioramento del 5,5% rispetto al 2018 principalmente nell'attività di generazione elettrica e trasporto gas.

→ Le emissioni di GHG riferite alla produzione di energia elettrica risultano in riduzione del 2% rispetto all'anno precedente per effetto della circostanza che il 2018 risentiva dei maggiori consumi di gas di raffineria in sostituzione del gas naturale.

→ Nel 2019 il settore Gas & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €654 milioni, con un incremento del 20% rispetto al 2018, principalmente grazie alle ottimizzazioni del portafoglio degli asset gas e power in Europa che ha beneficiato di uno sce-

nario di mercato particolarmente volatile, e al notevole miglioramento della performance del retail grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.

→ Le vendite di gas nel mondo sono state di 73,07 miliardi di metri cubi, con una flessione del 4,7% rispetto al 2018 (-3,64 miliardi di metri cubi). In riduzione del 3% le vendite in Italia (37,85 miliardi di metri cubi).

→ Le vendite di energia elettrica pari a 39,49 TWh evidenziano una crescita del 6,5% (+2,42 TWh) rispetto al 2018. In aumento per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

→ Gli investimenti tecnici di €230 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e del business power.

Accordi per la fornitura e il trasporto di gas naturale

Nel maggio 2019, Eni ha firmato un accordo con la società di Stato Sonatrach per il rinnovo dei contratti di fornitura per l'importazione del gas algerino in Italia fino al 2027 (con due anni aggiuntivi opzionali). Nel mese di luglio 2019 è stato perfezionato il contratto per il trasporto del gas algerino in Italia tramite il gasdotto tunisino. Il contratto sottoscritto da Eni, tramite la società controllata Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC), prevede il diritto esclusivo di esercizio del gasdotto su tutta la capacità di trasporto per i prossimi 10 anni e l'impegno a sostenere i necessari investimenti di ammodernamento dell'infrastruttura.

Accordo di approvvigionamento di gas liquefatto con Nigeria LNG

Firmato un accordo per la fornitura decennale di approvvigionamento per 1,5 milioni di tonnellate di GNL con la joint venture Nigeria LNG Limited. L'accordo permette ad Eni di aggiungere volumi al proprio portafoglio globale di GNL per un totale complessivo di 2,6 milioni di tonnellate e sostenere la crescita nei principali mercati di destinazione.

Impianto di liquefazione di Damietta

Firmati una serie di accordi con la Repubblica Araba d'Egitto (ARE), la Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), la Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) e la società spagnola Naturgy, per il riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta in Egitto entro giugno 2020. Gli accordi prevedono la risoluzione amichevole delle dispute pendenti di Unión Fenosa Gas con EGAS e ARE e la successiva ristrutturazione societaria della stessa Unión Fenosa Gas, la cui partecipazione nell'impianto di Damietta (80%) sarà trasferita per il 50% ad Eni e per il 30% ad EGAS. Eni inoltre subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all'impianto e riceverà diritti di liquefazione corrispondenti, aumentando così i volumi di GNL in portafoglio di 3,78 miliardi di metri cubi all'anno.
Inoltre Eni subentrerà nelle attività di commercializzazione di gas naturale di Unión Fenosa in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas. L'efficacia degli accordi è subordinata al verificarsi di alcune condizioni sospensive.

Sviluppo del portafoglio retail nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili

Nel novembre 2019, Eni, attraverso la società controllata Eni gas e luce, ha firmato un accordo per l'acquisizione del 70% di Evolvere SpA, leader nella vendita, installazione e manutenzione di impianti fotovoltaici e di sistemi di accumulo per clienti residenziali e business. L'acquisizione è stata finalizzata nel gennaio 2020. Grazie a quest'operazione Eni sarà leader nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia.

Soluzioni di ricarica per la mobilità elettrica

Nell'ambito della strategia di sviluppo del business di mobilità sostenibile, Eni attraverso la società controllata Eni gas e luce, ha avviato il servizio E-start HUB che offre, in ambito residenziale e di business, soluzioni complete di ricarica per la mobilità elettrica, dallo sviluppo del progetto all'installazione, la manutenzione e i servizi digitali.

Iniziative di digital transformation

Le iniziative di digital transformation programmate afferiscono principalmente all'acquisizione, gestione e supporto al cliente, all'energy management e alla digitalizzazione delle funzioni di supporto. Sono in corso progetti di digital transformation volti allo sviluppo digitale di modalità di interazione con la customer base (attuale e potenziale) e all'arricchimento del patrimonio informativo in termini di nuove fonti dati (Big data & Advanced Analytics) in ottica di prevenzione del churn, possibilità di offerte commerciali dedicate e gestione del rischio.

GAS NATURALE

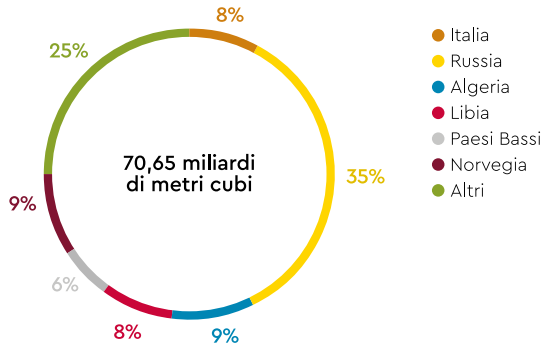
Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 9,4 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa. In particolare sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni. In un contesto di mercato caratterizzato da una domanda in leggera crescita nel 2019 (circa +2% e +3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2018, rispettivamente trainati prevalentemente dal settore elettrico grazie anche alla competitività dei prezzi gas sia in Europa che in Italia) e con una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) volte al consolidamento della redditività del business (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 70,65 miliardi di metri cubi, in riduzione di 3,50 miliardi di metri cubi, pari al 4,7%, rispetto al 2018.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (65,21 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti rispetto al 2018 (-3,61 miliardi di metri cubi; -5,2%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-5,36 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,53 miliardi di metri cubi), in Indonesia (-1,48 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Francia (+2,90 miliardi di metri cubi), Libia (+1,31 miliardi di metri cubi) e Stati Uniti d'America (+1,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,44 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 2,1% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE



Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**5,44**	**5,33**	**5,05**	**0,11**	**2,1**
Russia	24,71	26,24	28,09	(1,53)	(5,8)
Algeria (incluso il GNL)	6,66	12,02	13,18	(5,36)	(44,6)
Libia	5,86	4,55	4,76	1,31	28,8
Paesi Bassi	4,12	3,95	5,20	0,17	4,3
Norvegia	6,43	6,75	7,48	(0,32)	(4,7)
Regno Unito	1,75	2,21	2,36	(0,46)	(20,8)
Indonesia (GNL)	1,58	3,06	0,74	(1,48)	(48,4)
Qatar (GNL)	2,79	2,56	2,36	0,23	9,0
Altri acquisti di gas naturale	7,91	5,52	6,75	2,39	43,3
Altri acquisti di GNL	3,40	1,96	2,31	1,44	73,5
ESTERO	**65,21**	**68,82**	**73,23**	**(3,61)**	**(5,2)**
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**70,65**	**74,15**	**78,28**	**(3,50)**	**(4,7)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,08	0,08	0,31		
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,22)	(0,18)	(0,45)	(0,04)	(22,2)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**70,51**	**74,05**	**78,14**	**(3,54)**	**(4,8)**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**2,56**	**2,66**	**2,69**	**(0,10)**	**(3,8)**
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**73,07**	**76,71**	**80,83**	**(3,64)**	**(4,7)**

Nel 2019, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (3,4 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,3 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,8 miliardi di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,8 miliardi di metri cubi); (v) degli Stati Uniti (0,2 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di circa 8,5 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 12% del totale delle disponibilità per la vendita. Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 2,56 miliardi di metri cubi (-3,8% rispetto al 2018) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Oman, Spagna, Stati Uniti e Nigeria.

VENDITE DI GAS NATURALE

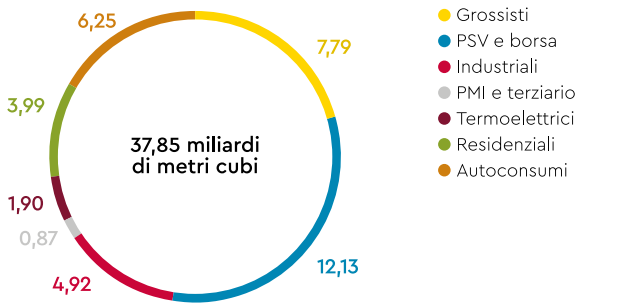
In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, le vendite di gas naturale di 73,07 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 3,64 miliardi di metri cubi rispetto al 2018, pari al 4,7%.

Vendite di gas per entità

(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**70,39**	**73,70**	**77,52**	**(3,31)**	**(4,5)**
Italia (inclusi autoconsumi)	37,85	39,03	37,43	(1,18)	(3,0)
Resto d'Europa	25,56	27,58	36,10	(2,02)	(7,3)
Extra Europa	6,98	7,09	3,99	(0,11)	(1,6)
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**2,68**	**3,01**	**3,31**	**(0,33)**	**(11,0)**
Resto d'Europa	1,51	1,84	2,13	(0,33)	(17,9)
Extra Europa	1,17	1,17	1,18		
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**73,07**	**76,71**	**80,83**	**(3,64)**	**(4,7)**

In riduzione del 3% le vendite in Italia a 37,85 miliardi di metri cubi, principalmente per effetto delle minori vendite al settore grossisti, all'hub e residenziali, in parte compensati dai maggiori volumi commercializzati al settore termoelettrico e industriale. In aumento i ritiri degli importatori in Italia (4,37 miliardi di metri cubi; +27,8% rispetto al 2018) a seguito della ripresa della disponibilità di gas libico.
Le vendite sui mercati europei di 22,70 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 12,7% (-3,30 miliardi di metri cubi) rispetto al 2018.
In riduzione dell'1,3% le vendite nei mercati extra europei (-0,11 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite di GNL nei mercati del Far East, parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati negli Stati Uniti.

VENDITE GAS ITALIA



Vendite di gas per mercato

(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**37,85**	**39,03**	**37,43**	**(1,18)**	**(3,0)**
Grossisti	7,79	9,15	8,36	(1,36)	(14,9)
PSV e borsa	12,13	12,49	10,81	(0,36)	(2,9)
Industriali	4,92	4,79	4,42	0,13	2,7
PMI e terziario	0,87	0,79	0,93	0,08	10,1
Termoelettrici	1,90	1,50	2,22	0,40	26,7
Residenziali	3,99	4,20	4,51	(0,21)	(5,0)
Autoconsumi	6,25	6,11	6,18	0,14	2,3
VENDITE INTERNAZIONALI	**35,22**	**37,68**	**43,40**	**(2,46)**	**(6,5)**
Resto d'Europa	**27,07**	**29,42**	**38,23**	**(2,35)**	**(8,0)**
Importatori in Italia	4,37	3,42	3,89	0,95	27,8
Mercati europei:	22,70	26,00	34,34	(3,30)	(12,7)
Penisola Iberica	*4,22*	*4,65*	*5,06*	*(0,43)*	*(9,2)*
Germania/Austria	*2,10*	*1,83*	*6,95*	*0,27*	*14,8*
Benelux	*3,77*	*5,29*	*5,06*	*(1,52)*	*(28,7)*
Regno Unito	*1,75*	*2,22*	*2,21*	*(0,47)*	*(21,2)*
Turchia	*5,56*	*6,53*	*8,03*	*(0,97)*	*(14,9)*
Francia	*4,48*	*4,95*	*6,38*	*(0,47)*	*(9,5)*
Altro	*0,82*	*0,53*	*0,65*	*0,29*	*54,7*
Mercati extra europei	**8,15**	**8,26**	**5,17**	**(0,11)**	**(1,3)**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**73,07**	**76,71**	**80,83**	**(3,64)**	**(4,7)**

GNL

(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Europa	5,5	4,7	5,2	0,8	17,0
Extra Europa	4,6	5,6	3,1	(1,0)	(17,9)
TOTALE VENDITE GNL	**10,1**	**10,3**	**8,3**	**(0,2)**	**(1,9)**

Le vendite di GNL (10,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono dell'1,9% rispetto al 2018 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Giappone.

ENERGIA ELETTRICA

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2019, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt, invariata rispetto al 31 dicembre 2018. Nel 2019, la produzione di energia elettrica è stata di 21,66 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2018. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,83 TWh di energia elettrica (+15,4% rispetto al 2018) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Vendite di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica (39,49 TWh) in aumento del 6,5% rispetto al 2018 sono state destinate ai clienti del mercato libero (72%), borsa elettrica (18%), siti industriali (9%) e altro (1%).
L'incremento di 2,40 TWh nel mercato libero, pari a +9,3%, è riconducibile alle maggiori vendite al segmento grossisti (+3,10 TWh), al middle market (+1,18 TWh) e ai clienti retail residenziali (+1,18 TWh), in parte bilanciate dalla riduzione dei volumi destinati ai clienti large (-3,23 TWh).

		2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.410	4.300	4.359	110	2,6
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	276	356	392	(80)	(22,5)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	21,66	21,62	22,42	0,04	0,2
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.646	7.919	7.551	(273)	(3,4)

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

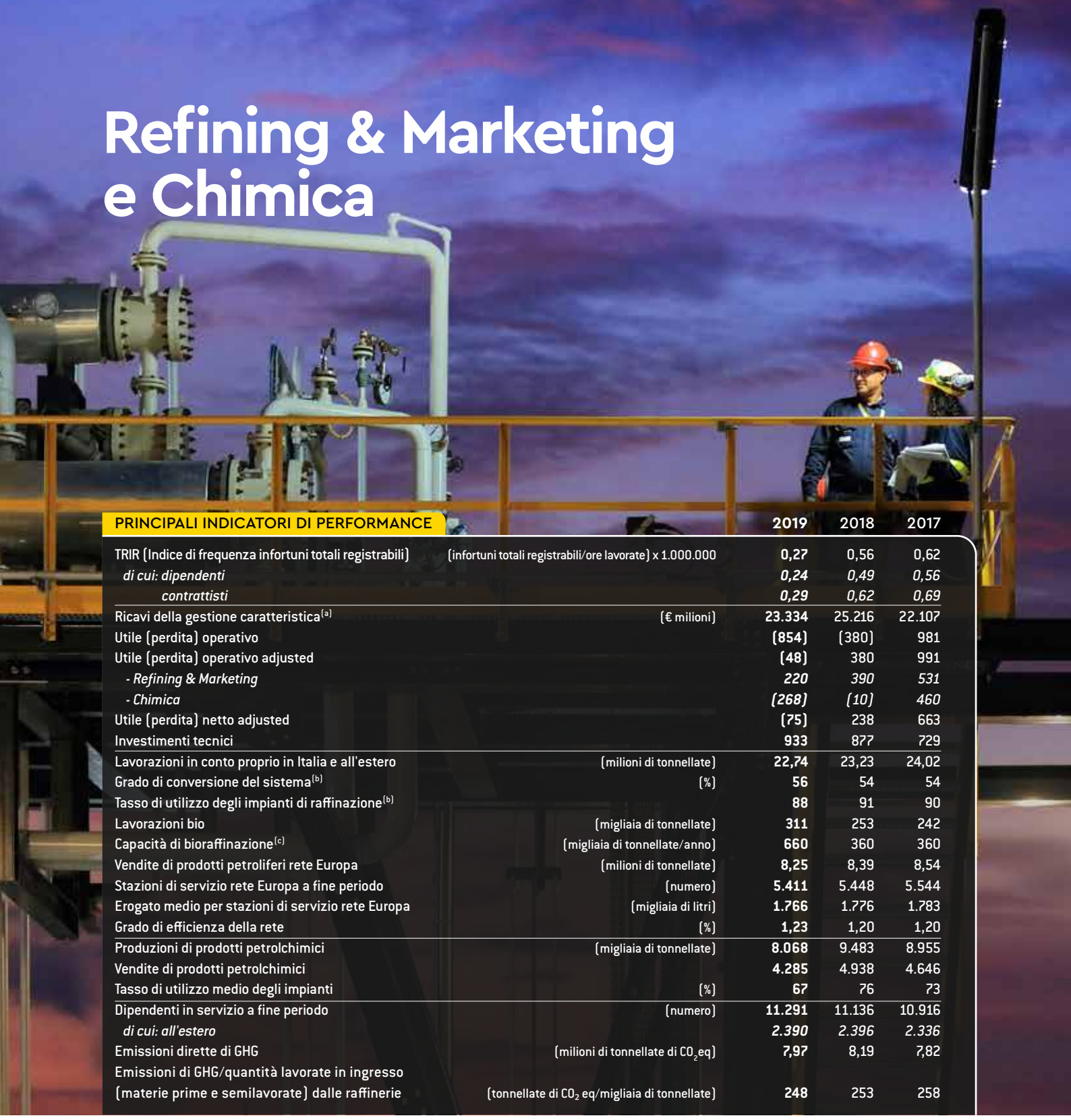
(terawattora)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica	21,66	21,62	22,42	0,04	0,2
Acquisti di energia elettrica[a]	17,83	15,45	12,91	2,38	15,4
Disponibilità	**39,49**	**37,07**	**35,33**	**2,42**	**6,5**
Mercato libero	28,31	25,91	26,53	2,40	9,3
Borsa elettrica	7,27	7,17	5,21	0,10	1,4
Siti	3,38	3,49	3,01	(0,11)	(3,2)
Altro[a]	0,53	0,5	0,58	0,03	6,0
Vendite di energia elettrica	**39,49**	**37,07**	**35,33**	**2,42**	**6,5**

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2019 gli investimenti tecnici di €230 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€176 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€42 milioni).

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Mercato	**218**	**207**	**138**	**11**
Mercato	176	161	102	15
Italia	*94*	*93*	*63*	*1*
Estero	*82*	*68*	*39*	*14*
Generazione elettrica	42	46	36	(4)
Trasporto internazionale	**12**	**8**	**4**	**4**
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI	**230**	**215**	**142**	**15**
di cui:				
Italia	*136*	*139*	*99*	*(3)*
Estero	*94*	*76*	*43*	*18*



Refining & Marketing e Chimica

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,27**	0,56	0,62
di cui: dipendenti		***0,24***	*0,49*	*0,56*
contrattisti		***0,29***	*0,62*	*0,69*
Ricavi della gestione caratteristica[a]	(€ milioni)	**23.334**	25.216	22.107
Utile (perdita) operativo		**(854)**	(380)	981
Utile (perdita) operativo adjusted		**(48)**	380	991
- Refining & Marketing		***220***	*390*	*531*
- Chimica		***(268)***	*(10)*	*460*
Utile (perdita) netto adjusted		**(75)**	238	663
Investimenti tecnici		**933**	877	729
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	(milioni di tonnellate)	**22,74**	23,23	24,02
Grado di conversione del sistema[b]	(%)	**56**	54	54
Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione[b]		**88**	91	90
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	**311**	253	242
Capacità di bioraffinazione[c]	(migliaia di tonnellate/anno)	**660**	360	360
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	**8,25**	8,39	8,54
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	**5.411**	5.448	5.544
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	**1.766**	1.776	1.783
Grado di efficienza della rete	(%)	**1,23**	1,20	1,20
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	**8.068**	9.483	8.955
Vendite di prodotti petrolchimici		**4.285**	4.938	4.646
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	**67**	76	73
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**11.291**	11.136	10.916
di cui: all'estero		***2.390***	*2.396*	*2.336*
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	**7,97**	8,19	7,82
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2 eq/migliaia di tonnellate)	**248**	253	258

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) A seguito dell'acquisizione di ADNOC Refining effettiva dal 1° agosto 2019, il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione è stato calcolato solo per le raffinerie possedute o partecipate per l'intero anno. Il grado di conversione del sistema include ADNOC Refining.
(c) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 ton/anno) avviata ad agosto 2019.

Performance dell'anno

→ Nel 2019 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro conferma l'impegno di Eni nel rispetto delle linee guida in materia di salute e sicurezza, registrando un miglioramento del 52% rispetto al 2018 con il contributo sia dei dipendenti che dei contrattisti.

→ Le emissioni di GHG hanno registrato una riduzione del 2,7% in termini assoluti per effetto di fermate avvenute presso alcuni impianti chimici.

→ L'indice di intensità emissiva di GHG rispetto alle lavorazioni si è ridotto del 2% grazie ad interventi di efficienza energetica.

→ Nel 2019 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito la perdita operativa adjusted di €48 milioni, che rappresenta un peggioramento di €428 milioni rispetto all'utile operativo di €380 milioni del 2018.

Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €220 milioni, con una riduzione del 44%, a causa della

debolezza dello scenario di raffinazione, attenuata dalla positiva performance registrata nel marketing.

Il business della Chimica ha conseguito una perdita operativa adjusted di €268 milioni, penalizzato da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, dalla minore domanda di "plastiche mono-uso" e dall'indisponibilità impiantistica a Priolo.

- Il margine di raffinazione di breakeven è di 5,8 $/barile nel 2019, 3,5 $/barile allo scenario cambio e differenziali oli di budget, a causa del generale apprezzamento dei greggi pesanti rispetto al greggio di riferimento Brent e alla minore valorizzazione dei prodotti, in particolare basi lubrificanti e benzine.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2019 sono state di 22,74 milioni di tonnellate, in lieve riduzione (-2,1%) rispetto al periodo di confronto, a causa delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Bayernoil, che ha scontato nei primi nove mesi dell'anno l'indisponibilità di Vohburg, Livorno, Milazzo, nonché presso la raffineria partecipata PCK. Tali riduzioni sono in parte compensate dalle maggiori lavorazioni della raffineria di Taranto.
- In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per l'avvio in agosto della produzione di biocarburanti presso la bioraffineria di Gela (0,31 milioni di tonnellate; +22,9% rispetto al 2018).
- Le vendite sulla rete in Italia (5,81 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2018 (-1,7%).
- Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,44 milioni di tonnellate) registrano un calo dell'1,6% rispetto al 2018 essenzialmente in Germania, a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,29 milioni di tonnellate hanno evidenziato una riduzione del 13,2% rispetto al 2018 per minori vendite, in particolare nel business degli intermedi.
- Gli investimenti tecnici del settore di €933 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione.

Perfezionamento acquisizione ADNOC Refining

Il 31 luglio 2019 è stata perfezionata l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining in Abu Dhabi, per il corrispettivo di $3,24 miliardi, che include il 20% di una Trading Joint Venture da avviare per la commercializzazione dei prodotti petroliferi. L'operazione si inquadra nella strategia Eni di diversificazione geografica del portafoglio e bilanciamento lungo la catena del valore, con un incremento del 35% della capacità di raffinazione.

Avvio della bioraffineria di Gela

Nel mese di agosto 2019 Eni ha avviato la bioraffineria di Gela. L'impianto ha una capacità di lavorazione installata di 720.000 tonnellate/anno e si avvale della tecnologia Ecofining™ sviluppata da Eni per la produzione di biocarburanti a partire da oli vegetali e materie prime di seconda generazione, quali oli usati e grassi animali. L'avvio dell'impianto di Gela costituisce un ulteriore passo lungo il percorso di decarbonizzazione delle attività di Eni.

Accordi per lo sviluppo dell'economia circolare nei biocombustibili

Nel corso dell'anno Eni ha sottoscritto diversi accordi per lo sviluppo congiunto di nuove soluzioni per lo sviluppo dell'economia circolare: con il Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica (COREPLA) per la produzione di idrogeno da rifiuti di imballaggi in plastica non riciclabili (plasmix); con il Consorzio Italiano Biogas per la trasformazione di biogas e biometano in prodotti raffinati idonei all'autotrazione; con Nextchem (gruppo Maire Tecnimont) per la realizzazione di una tecnologia di conversione di rifiuti solidi urbani e plastiche non riciclabili in idrogeno e prodotti chimici; con Coldiretti per la produzione di biocarburanti da biomasse agricole e la ricerca di colture non in competizione con la catena alimentare, da utilizzare come carica alternativa per le bioraffinerie; con le regioni, in particolare con la Regione Lombardia, che ha aderito al Protocollo di sviluppo sostenibile. Gli accordi confermano l'impegno di Eni nella ricerca di soluzioni innovative per favorire la transizione energetica in corso.

Filiera integrata per lo sviluppo di polimeri speciali

Nel mese di febbraio 2020, Versalis ha acquisito il 40% della società Finproject, leader in Italia nel settore del compounding e nella produzione di manufatti ultraleggeri, con l'obiettivo di creare una filiera integrata dei polimeri speciali e di crescita internazionale. L'acquisizione, attraverso lo sviluppo di soluzioni innovative nei settori della moda, design, footwear e applicazioni industriali, consentirà il posizionamento del portafoglio prodotti verso business più resilienti alla volatilità dello scenario, facendo leva sulle competenze di Versalis nella produzione di polimeri e sulla tecnologia di Finproject. L'operazione è sottoposta all'autorizzazione delle autorità competenti.

Sviluppo dell'economia circolare nel business della chimica

Nell'ambito dell'impegno nell'economia circolare applicata al business della chimica, Eni ha sviluppato Versalis Revive®, una linea di prodotti (stirenici e polietilene) contenenti materie plastiche da post-consumo. I prodotti sono stati sviluppati in collaborazione con Montello SpA, operatore primario in Europa nelle tecnologie di recupero e riciclo della plastica, con il quale Eni ha stipulato un accordo per lo sviluppo di nuovi processi per la trasformazione della plastica riciclata. Sviluppato inoltre un polietilene espandibile (Extir® FL3000) con particolari proprietà meccaniche in grado di ridurre la dispersione di materiali plastici nell'ambiente e di incorporare una quantità maggiore di materiale riciclato.

Iniziative di digital transformation

Nel 2019 sono state avviate iniziative di digital transformation relative principalmente a: (i) la diffusione di nuove tecnologie e dispositivi di ultima generazione a supporto della sicurezza degli operatori nelle raffinerie di Sannazzaro e Venezia; (ii) il monitoraggio avanzato della rete di oleodotti attraverso il sistema eVPMS-TPI (Third Parties Interference); e (iii) la gestione e l'evoluzione dei sistemi informativi collegati alla Smart Mobility e ai pagamenti elettronici finalizzati a migliorare le azioni di customer care.

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2019 sono state acquistate 23,43 milioni di tonnellate di petrolio (22,62 milioni di tonnellate nel 2018) di cui 4,24 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 14,06 milioni di tonnellate sul mercato spot e 5,13 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 24% dal Medio Oriente, 23% dalla Russia, 17% Asia Centrale, 13% dall'Italia, 13% dall'Africa Settentrionale, 2% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 6% da altre aree.

Acquisti

(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Greggi equity	4,24	4,14	3,51	0,10	2,4
Altri greggi	19,19	18,48	20,77	0,71	3,8
Totale acquisti di greggi	**23,43**	**22,62**	**24,28**	**0,81**	**3,6**
Acquisti di semilavorati	0,26	0,65	0,96	(0,39)	(60,0)
Acquisti di prodotti	11,45	11,55	10,92	(0,10)	(0,9)
TOTALE ACQUISTI	**35,14**	**34,82**	**36,16**	**0,32**	**0,9**
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,35)	(0,34)		
Altre variazioni[a]	(2,08)	(1,27)	(1,76)	(0,81)	(63,8)
TOTALE DISPONIBILITÀ	**32,71**	**33,20**	**34,06**	**(0,49)**	**(1,5)**

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel 2019 sono state di 22,74 milioni di tonnellate, in lieve flessione (-2,1%) rispetto al 2018, per effetto delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Bayernoil, a causa dell'indisponibilità di Vohburg nei primi nove mesi dell'anno a seguito dell'evento occorso nel settembre 2018, Milazzo per eventi climatici avversi, nonché la fermata della raffineria partecipata di PCK, a causa della contaminazione dell'oleodotto di Druzhba.

Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento delle lavorazioni presso la raffineria di Taranto per minori fermate.

In Italia i volumi processati pari a 20,70 milioni di tonnellate sono in linea rispetto al 2018; le riduzioni delle lavorazioni registrate presso le raffinerie a seguito delle maggiori fermate, delle difficoltà logistiche dovute a eventi climatici avversi e dell'upset di Milazzo, nonché delle minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno per effetto scenario, sono state compensate dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Taranto per minori fermate.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,04 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 510 mila tonnellate (-20% a causa della sopracitata indisponibilità presso la raffineria di Bayernoil). Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 17,26 milioni di tonnellate, in aumento del 2,9% (pari a 0,48 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari all'88%.

Il 18,9% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2018 (18,3%).

BIORAFFINAZIONE

In aumento del 22,9% rispetto al 2018 i volumi di bio-feedstock processati, a seguito dell'avvio produttivo della bioraffineria di Gela avvenuto ad agosto, in fase di ramp-up, mentre l'impianto di Venezia ha risentito di maggiori fermate non programmate.

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	17,26	16,78	16,03	0,48	2,9
Lavorazioni in conto terzi	(1,25)	(1,03)	(0,34)	(0,22)	(21,4)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,69	4,93	5,46	(0,24)	(4,9)
Lavorazioni in conto proprio	**20,70**	**20,68**	**21,15**	**0,02**	**0,1**
Consumi e perdite	(1,38)	(1,38)	(1,36)		
Prodotti disponibili da lavorazioni	**19,32**	**19,30**	**19,79**	**0,02**	**0,1**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,27	7,50	6,74	(0,23)	(3,1)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,68)	(0,54)	(0,46)	(0,14)	(25,9)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,35)	(0,34)		
Prodotti venduti	**25,56**	**25,91**	**25,73**	**(0,35)**	**(1,4)**
Totale lavorazioni bio	**0,31**	**0,25**	**0,24**	**0,06**	**22,9**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	**2,04**	**2,55**	**2,87**	**(0,51)**	**(20,0)**
Consumi e perdite	(0,18)	(0,20)	(0,22)	0,02	10,0
Prodotti disponibili da lavorazioni	**1,86**	**2,35**	**2,65**	**(0,49)**	**(20,9)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	4,17	4,12	4,36	0,05	1,2
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,68	0,54	0,46	0,14	25,9
Prodotti venduti	**6,71**	**7,01**	**7,47**	**(0,30)**	**(4,3)**
LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO	**22,74**	**23,23**	**24,02**	**(0,49)**	**(2,1)**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*4,24*	*4,14*	*3,51*	*0,10*	*2,4*
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	**32,27**	**32,92**	**33,20**	**(0,65)**	**(2,0)**
Vendite di greggi	**0,44**	**0,28**	**0,86**	**0,16**	**57,1**
TOTALE VENDITE	**32,71**	**33,20**	**34,06**	**(0,49)**	**(1,5)**

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (32,27 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,65 milioni di tonnellate rispetto al 2018, con una diminuzione pari al 2%, per effetto principalmente delle minori vendite ad altre società petrolifere e al settore petrolchimico in Italia e della diminuzione dei volumi venduti nel segmento extrarete nel resto d'Europa.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Rete	5,81	5,91	6,01	(0,10)	(1,7)
Extrarete	7,68	7,54	7,64	0,14	1,9
Petrolchimica	0,83	0,96	0,86	(0,13)	(13,5)
Altre vendite	11,24	11,50	11,22	(0,26)	(2,3)
Vendite in Italia	**25,56**	**25,91**	**25,73**	**(0,35)**	**(1,4)**
Rete Resto d'Europa	2,44	2,48	2,53	(0,04)	(1,6)
Extrarete Resto d'Europa	2,63	2,82	3,03	(0,19)	(6,7)
Extrarete mercati extra europei	0,48	0,47	0,45	0,01	2,1
Altre vendite	1,16	1,24	1,46	(0,08)	(6,5)
Vendite all'estero	**6,71**	**7,01**	**7,47**	**(0,30)**	**(4,3)**
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	**32,27**	**32,92**	**33,20**	**(0,65)**	**(2,0)**

Vendite rete Italia

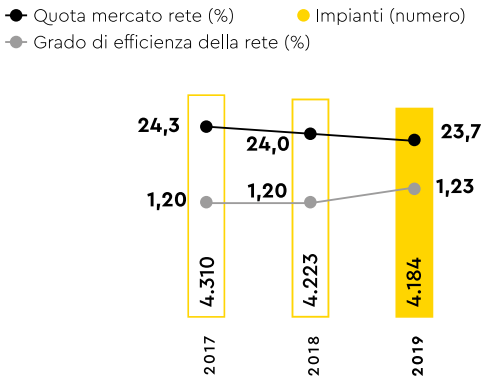
Le vendite sulla rete in Italia (5,81 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2018 (100 mila tonnellate, -1,7%). In significativo aumento i volumi commercializzati nel segmento premium. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.586 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2018. La quota di mercato media del 2019 è del 23,7% in lieve diminuzione rispetto al 2018 (24%).

Al 31 dicembre 2019 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.184 stazioni di servizio con una riduzione di 39 unità rispetto al 31 dicembre 2018 (4.223 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (34 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (6 unità) solo in parte compensati dall'incremento netto di 1 concessione autostradale.

Vendite per prodotto/canale

(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Italia	**13,49**	**13,45**	**13,65**	**0,04**	**0,3**
Vendite rete	**5,81**	**5,91**	**6,01**	**(0,10)**	**(1,7)**
Benzina	1,44	1,46	1,51	(0,02)	(1,4)
Gasolio	3,95	4,03	4,08	(0,08)	(2,0)
GPL	0,38	0,38	0,38		
Altri prodotti	0,04	0,04	0,04		
Vendite extrarete	**7,68**	**7,54**	**7,64**	**0,14**	**1,9**
Gasolio	3,41	3,25	3,36	0,16	4,9
Oli combustibili	0,06	0,07	0,08	(0,01)	(14,3)
GPL	0,18	0,20	0,21	(0,02)	(10,0)
Benzina	0,47	0,44	0,44	0,03	6,8
Lubrificanti	0,08	0,08	0,08		
Bunker	0,77	0,80	0,85	(0,03)	(3,8)
Jet fuel	1,92	1,98	1,96	(0,06)	(3,0)
Altri prodotti	0,79	0,72	0,66	0,07	9,7
Estero (rete + extrarete)	**5,55**	**5,77**	**6,01**	**(0,22)**	**(3,8)**
Benzina	1,31	1,30	1,21	0,01	0,8
Gasolio	3,02	3,16	3,29	(0,14)	(4,4)
Jet fuel	0,29	0,33	0,50	(0,04)	(12,1)
Oli combustibili	0,09	0,14	0,13	(0,05)	(35,7)
Lubrificanti	0,09	0,09	0,10		
GPL	0,50	0,50	0,51		
Altri prodotti	0,25	0,25	0,27		
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE	**19,04**	**19,22**	**19,66**	**(0,18)**	**(0,9)**

GRADO DI EFFICIENZA E QUOTA DI MERCATO DELLA RETE ITALIA



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,44 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione dell'1,6% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'indisponibilità di produzione presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.

Al 31 dicembre 2019 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.227 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 2 unità rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.356 mila litri) è diminuito di 35 mila litri rispetto al 2018 (2.391 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia, pari a 7,68 milioni di tonnellate, aumentano dell'1,9% rispetto al 2018, prevalentemente grazie alle maggiori vendite di gasolio, bitumi e benzine, parzialmente compensate dai minori volumi commercializzati di jet fuel e bunkers.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,63 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,7% rispetto al 2018 per effetto dei minori volumi venduti in Germania per minore disponibilità di prodotto da Bayernoil e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Svizzera, Spagna e Austria.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,83 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 13,5%. Le altre vendite in Italia e all'estero (12,40 milioni di tonnellate) sono in leggera riduzione (-0,34 milioni di tonnellate, -2,7%) per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

Disponibilità e vendite di prodotti

(migliaia di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Intermedi	5.818	7.130	6.595	(1.312)	(18,4)
Polimeri	2.250	2.353	2.360	(103)	(4,4)
Produzioni	**8.068**	**9.483**	**8.955**	**(1.415)**	**(14,9)**
Consumi e perdite	(4.307)	(5.085)	(4.566)	778	15,3
Acquisti e variazioni rimanenze	524	540	257	(16)	(3,0)
TOTALE DISPONIBILITÀ	**4.285**	**4.938**	**4.646**	**(653)**	**(13,2)**
Intermedi	2.519	3.087	2.748	(568)	(18,4)
Polimeri	1.766	1.851	1.898	(85)	(4,6)
TOTALE VENDITE	**4.285**	**4.938**	**4.646**	**(653)**	**(13,2)**

Le **vendite** di prodotti petrolchimici di 4.285 mila tonnellate sono diminuite rispetto al 2018 (-653 mila tonnellate, pari al 13,2%). I decrementi più significativi sono stati registrati nell'etilene, nelle olefine e nei derivati.
I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 9,9% rispetto al 2018, con i derivati e le olefine in riduzione rispettivamente del 10,6% e del 10,2%. Flessione del 10,8% rispetto al 2018 nel business polimeri.
Le **produzioni** di prodotti petrolchimici di 8.068 mila tonnellate sono diminuite di 1,42 milioni tonnellate (-14,9%) per effetto principalmente delle minori produzioni di intermedi (-18,4%) in particolare aromatici e olefine; le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono in calo del 4,4% rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).
I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-23,3%), per evento occorso ad inizio anno con ramp-up tra aprile e luglio, nei siti di Porto Marghera (-21,9%) e Dunkerque (-17,1%) per fermate non programmate.
La capacità produttiva nominale è in linea con il 2018. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 66,8%, inferiore rispetto al 2018 (76,2%) per le citate fermate.

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.791 milioni) sono diminuiti del 25,4% (-€610 milioni rispetto al 2018), per effetto sia del decremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di fermate produttive. Le vendite sono diminuite del 18,4%, in particolare l'etilene (-38%) le olefine (-21,9%) e i derivati (-13,4%) per minore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 9,9%, in particolare nelle olefine (-10,2%), negli aromatici (-5,4%) e nei derivati (-10,6%). Le produzioni di intermedi (5.818 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 18,4% rispetto al 2018. Si registrano decrementi negli aromatici (-19,6%), nelle olefine (-18,9%) e nei derivati (-11,3%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.201 milioni) sono diminuiti del 15% (-€388 milioni rispetto al 2018) per effetto dei minori volumi di vendita (-4,6%) nonché del calo dei prezzi medi unitari (-10,8%). Il business degli stirenici ha subito la riduzione dei volumi venduti (-4,3%) per minore disponibilità di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-14,7%). In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-5%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA. I prezzi medi sono in calo del 7,7%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,9%) è attribuibile ai minori volumi venduti di gomme NBR (-10,3%), di gomme termoplastiche (-14,8%) e BR (-3,7%); in aumento i volumi di gomme SBR (+1,7%) e di lattici (+1%). La diminuzione delle vendite di stirenici (-2%) è attribuibile principalmente allo stirene (-13,8%) e al polistirolo compatto (-5,9%); in aumento i volumi di ABS/SAN (+12,9%) e di polistirolo espandibile (+0,4%). Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-5%) con minori vendite di LLDPE (-4,3%), di LDPE (-21,7%), mentre sono in aumento i volumi di EVA (+39,9%). Le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore di €933 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€683 milioni), finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione della Raffineria di Gela e al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) l'attività di marketing (€132 milioni) principalmente per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel Resto d'Europa; e (iii) nell'ambito della Chimica, interventi di manutenzione (€67 milioni), in materia di salute, sicurezza e ambiente (€26 milioni), nonché interventi di sviluppo e decarbonizzazione (€20 milioni).
La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €48 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 8 domande di brevetto.

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Refining	683	587	395	96
Marketing	132	139	131	(7)
	815	**726**	**526**	**89**
Chimica	118	151	203	(33)
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI	**933**	**877**	**729**	**56**

Corporate e altre attività



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,51**	0,53	0,41
di cui: dipendenti		***0,20***	*0,55*	*0,21*
contrattisti		***1,01***	*0,48*	*1,00*
Ricavi della gestione caratteristica[a]	(€ milioni)	**1.681**	1.589	1.462
Utile (perdita) operativo		**(710)**	(691)	(668)
Utile (perdita) operativo adjusted		**(624)**	(606)	(542)
Utile (perdita) netto adjusted		**(884)**	(965)	(1.041)
Investimenti tecnici		**231**	143	87
Potenza elettrica installata da fotovoltaico/eolico	(MW)	**167**	40	n.d.
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	**66,9**	19,3	16,1
Acqua trattata	(milioni di metri cubi)	**30,7**	29,7	22,2
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda		5,1	4,8	4,2
Rifiuti smaltiti	(milioni di tonnellate)	2,0	1,9	1,3
Rifiuti recuperati rispetto ai rifiuti recuperabili	(%)	**59**	58	48
Spesa in R&S	(€ milioni)	**75**	57	44
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	**14**	13	7
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**6.245**	5.880	5.735
di cui: all'estero		***254***	*238*	*234*

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il settore "Corporate e altre attività" include i business:
(i) "Corporate e società finanziarie" comprende i risultati delle support function di Eni (pianificazione strategica, gestione delle risorse umane, finanza, amministrazione, servizi informatici, affari legali, affari internazionali e ricerca e sviluppo) e delle società controllate (Eni Finance International SA, Banque Eni SA, Eni International BV, Eni Finance USA Inc, Eni Insurance DAC, EniServizi, Eni Corporate University, AGI ed altre società minori) che si occupano di tesoreria, finanza, servizi generali e di supporto ai business; (ii) "altre attività" comprende i risultati della società controllata Eni Rewind, che esegue interventi di bonifica dei siti operativi dismessi e gestisce la filiera dei rifiuti provenienti dalle attività industriali e di risanamento, nonchè il business Energy Solutions che si occupa di sviluppare il business dell'energia da fonti rinnovabili.

Performance dell'anno

- Nel 2019, l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro registra un miglioramento rispetto al 2018, grazie all'impegno costante di Eni nel garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro. Nell'anno sono continuate le iniziative, rivolte sia al personale Eni sia al personale contrattista, per la diffusione della cultura della sicurezza ed in particolare per la promozione di comportamenti corretti e sicuri da attuare in tutti gli ambienti di vita. È stata lanciata la campagna "Safety starts @ office" per promuovere la sicurezza negli uffici e nelle sedi direzionali partendo dalle "Safety Golden Rules".
- Nel 2019, l'acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda è aumentata di oltre il 6%. Il risultato conferma l'impegno di Eni nel riutilizzo della quota di acqua bonificata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle attività.
- La capacità installata da energie rinnovabili ha raggiunto il livello di 167 MW.
- Nel 2019, il settore Corporate e altre attività ha registrato un aumento di circa il 6% dei ricavi a seguito essenzialmente dell'incremento dell'attività di global client sia in relazione alle prestazioni di logistica ambientale che ai servizi di risanamento ambientale svolti per il Gruppo.
- Gli investimenti tecnici di €231 milioni hanno riguardato essenzialmente lo sviluppo di progetti rinnovabili, economia circolare e digitalizzazione.
- Nel 2019, la spesa di Ricerca e Sviluppo è stata pari a €75 milioni (€57 milioni nel 2018). Sono state depositate 14 domande di brevetto.
- Nel corso del 2019, sono stati gestiti complessivamente circa 2 milioni di tonnellate di rifiuti, avviando gli stessi a recupero/smaltimento, con un aumento di circa il 5% rispetto al 2018.

Attività dell'anno

ENERGIE RINNOVABILI

Prosegue l'impegno di Eni nello sviluppo di progetti rinnovabili con una capacità installata complessiva al 31 dicembre 2019 pari a 167 MW, di cui 82 MW in Italia e circa 86 MW all'estero.

Italia

- Nell'ambito del Progetto Italia, avviato l'impianto fotovoltaico presso il sito industriale di Porto Torres in Sardegna con una capacità installata di 31 MW. L'energia annuale prodotta sarà auto consumata per circa il 70% dalle società presenti nel sito industriale.
- Al 31 dicembre 2019, realizzato circa il 90% dell'impianto fotovoltaico di Volpiano in Piemonte con una capacità complessiva di 18 MW (completato nel mese di gennaio 2020).

Kazakhstan

- Al 31 dicembre 2019, realizzato il 70% dell'impianto di Badamsha, primo parco eolico di Eni, dalla capacità complessiva di 50 MW (completato nel mese di febbraio 2020). Il progetto realizzato in partnership con General Electric (GE), rientra nell'ambito dell'accordo siglato nel corso del 2017 tra Eni, GE e il Ministro dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan.

Australia

- Completato l'impianto di Katherine nei Territorio del Nord con una capacità complessiva di 34 MW integrato con un sistema di accumulo di energia con una potenza installata di storage di circa 6 MW.

Pakistan

- Nel novembre 2019 è stato avviato l'impianto fotovoltaico di Bhit, il primo progetto solare di Eni in Pakistan. L'installazione, a supporto delle facility produttive dell'omonimo giacimento a gas, fornisce energia solare operando in una configurazione offgrid. L'impianto, con una capacità di picco di 10 MW, produce circa 20 GWh/anno e consente di ridurre i consumi di gas.

Tunisia

- Completato l'impianto fotovoltaico da 5 MW (Eni 50%) nella concessione di Adam. L'impianto prevede un sistema di batterie di accumulo (con una potenza installata di storage di 2,2 MW) che permetterà di favorire l'integrazione con le turbine a gas esistenti.
- Presso la città di Tataouine è inoltre in corso la costruzione di un ulteriore impianto fotovoltaico con una capacità installata di 10 MW (Eni 50%). Tale progetto, assegnato a seguito della partecipazione a una gara pubblica lanciata dal Ministero dell'Energia tunisino, prevede la fornitura di energia elettrica verde alla società di Stato STEG (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz).

ECONOMIA CIRCOLARE

- Sviluppo della tecnologia Waste to Fuel per la trasformazione del rifiuto organico in intermedi di raffinazione, componenti per carburanti o basi chimiche; nel 2019 Eni Rewind ha avviato l'identificazione di possibili opportunità di sviluppo in Italia. In particolare, sono stati realizzati gli studi di fattibilità di un impianto Waste to Fuel a Porto Marghera, con una capacità di trattamento fino a 150.000 tonnellate all'anno di FORSU (Frazione Organica di Rifiuto Solido Urbano).

- Nel 2019 è stata avviata la fase di ingegneria della prima applicazione su base industriale della tecnologia proprietaria Eni Rewind "Blue Water" finalizzata al trattamento e al recupero delle acque di produzione estratte da giacimento. È in corso l'istruttoria per l'ottenimento delle Autorizzazioni da parte degli Enti Locali.

Nuove iniziative in portafoglio

→ Nei mesi di settembre e novembre 2019, ArmWind LLP (Eni 100%) ha ottenuto, a seguito di due aste competitive, i diritti per la costruzione di un nuovo impianto eolico da 48 MW nell'area di Badamsha e di un impianto fotovoltaico da 50 MW nel Sud del Kazakhstan nei pressi di Shauldir.

→ Nell'ottobre 2019, è stata completata l'acquisizione di un progetto per la realizzazione di due centrali fotovoltaiche da 12,5 MW ciascuna presso i siti di Batchelor e Manton Dam, nel Territorio del Nord australiano. Gli impianti entreranno in produzione entro il terzo trimestre 2020.

Partnership strategiche

Nel marzo 2019, Eni e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) per l'identificazione di progetti in Italia nell'ambito di economia circolare, decarbonizzazione e sostenibilità. Tra essi, la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da intraprendere anche tramite il rilancio di siti industriali e la realizzazione congiunta di impianti per la trasformazione dei rifiuti organici in bio olio e acqua. In tale ambito, è stato firmato tra Eni Rewind e CDP ad agosto un accordo per la realizzazione congiunta di quattro impianti Waste to Fuel con una capacità totale di trattamento di 600.000 tonnellate/anno. È in corso l'attività di ingegneria del primo impianto industriale che verrà realizzato in un'area bonificata a Porto Marghera.

Nel settembre 2019, Eni e Mainstream Renewable Power, società per l'energia eolica e solare, hanno firmato un accordo di cooperazione per sviluppare progetti da fonti rinnovabili su larga scala, principalmente in Africa, nel Sud-Est Asiatico, e con un focus iniziale nel Regno Unito.

Nell'ottobre 2019, Eni, CDP, Fincantieri e Terna hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da moto ondoso, realizzando su scala industriale, inizialmente sul territorio italiano, il progetto pilota Inertial Sea Wave Energy Converter (ISWEC).

Nel dicembre 2019, firmato accordo con Falck Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, con l'obiettivo di almeno 1 GW di capacità installata entro fine 2023. Nell'ambito dell'accordo è prevista inoltre l'acquisizione da parte di Eni di una partecipazione di minoranza del 49% negli impianti Falck già esistenti negli USA (116 MW di capacità, incluso un sistema di accumulo da 3 MW).

Firmato in Angola un Accordo di Concessione per la realizzazione (in due fasi) di un impianto fotovoltaico da 50 MW nella provincia di Namibe. L'impianto verrà realizzato da Solenova, joint venture tra Eni e Sonangol e sarà collegato alla rete di trasmissione nel sud del Paese.

Firmato un Protocollo d'Intesa con il Politecnico di Torino per una collaborazione nell'ambito dello studio di tutte le fonti di energia marina, dal moto ondoso all'eolico offshore, correnti oceaniche e di marea e gradiente salino.

Commento ai risultati economico-finanziari

Adozione IFRS 16

Il bilancio consolidato 2019 e gli schemi riclassificati di conto economico, stato patrimoniale e rendiconto finanziario commentati nella relazione sulla gestione (v. pagine seguenti) sono stati redatti incorporando gli effetti del nuovo principio contabile IFRS 16 "Leases", entrato in vigore a inizio anno, che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di leasing, eliminando la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'adozione del nuovo principio ha determinato impatti rilevanti su tutte le principali metriche del bilancio Eni, in particolare sul livello di indebitamento finanziario netto, evidenziando una sorta di "effetto scalino" in considerazione del fatto che Eni al pari di tutti gli altri operatori si è avvalsa della facoltà di non eseguire il restatement dei comparative periods (modified retrospective approach). Maggiori informazioni sull'adozione dello IFRS 16, con particolare riguardo alle principali assunzioni adottate e degli espedienti pratici utilizzati in sede di prima applicazione, sono descritti nelle note illustrative del bilancio consolidato 2019 alla sezione "Modifiche dei criteri contabili". Ai fini di consentire ai fruitori dell'informativa finanziaria una migliore comprensione del commento ai risultati economici, al flusso di cassa e di stato patrimoniale del 2019, di seguito sono forniti una sintesi dell'accounting dei contratti di leasing in base al nuovo IFRS 16 e gli effetti sulle principali voci degli schemi di bilancio riclassificati del 2019.

Accounting ex IFRS 16:

- nello stato patrimoniale, rilevazione in voci distinte dell'attivo e del passivo di un asset a fronte dei contratti di leasing in essere, rappresentativo del diritto d'uso del bene ("right-of-use asset" - ROU) e di una passività di pari importo ("lease liability" - LL), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti futuri previsti dal contratto al loro valore attuale. Conseguentemente rispetto al trattamento contabile in vigore fino al 2018, il nuovo principio IFRS 16 ha determinato la rilevazione di una passività di significativo ammontare, classificata nell'indebitamento finanziario netto, con un corrispondente incremento nel rapporto di indebitamento "leverage";
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti del ROU e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla LL, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione nel caso di asset esplorativi;
- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della quota capitale della LL nei flussi di cassa netti da attività di finanziamento. Gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione, in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto al trattamento contabile in vigore fino al 2018, l'applicazione dell'IFRS 16 ha comportato un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando a parità di flusso di cassa netto: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, al netto degli esborsi per interessi passivi sulla LL non oggetto di capitalizzazione; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla LL oggetto di capitalizzazione; tali effetti sono compensati dal peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della LL.

Infine, l'ammontare della LL oggetto di rilevazione inziale sconta, nel caso di una oil company quale Eni, le specificità dell'upstream dove la conduzione dei progetti Oil & Gas, secondo lo schema contrattuale delle joint operations non incorporate, comporta che le LL associate ai contratti di leasing attivati dall'operatore per conto della venture siano rilevate per intero nel bilancio dell'operatore, ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero della LL dai follower. Questo perché in base all'interpretazione legale del principio, l'operatore è il soggetto che assume la «primary responsibility» per l'adempimento dell'obbligazione nei confronti del locatore. Corrispondentemente il ROU dell'asset utilizzato dalla joint operation è rilevato al 100% nel bilancio dell'operatore. Diversamente nei casi in cui contestualmente tutti i co-venturers firmano il contratto di leasing, rilevano pro-quota la LL e il ROU sulla base del working interest posseduto nell'iniziativa.

Impatti dell'adozione IFRS 16 sugli schemi consolidati:

	Esercizio 2019		
	Conto economico		
(€ milioni)	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(51.908)	1.034	(50.874)
Ammortamenti	(7.276)	(830)	(8.106)
Utile operativo	**6.228**	**204**	**6.432**
Oneri finanziari e imposte	(9.338)	(332)	(9.670)
Utile netto	**283**	**(128)**	**155**

	1° Gennaio 2019		
	Stato Patrimoniale		
(€ milioni)	ante IFRS 16 opening balance	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Capitale immobilizzato	71.567	5.643	77.210
Capitale circolante netto	(11.324)	116	(11.208)
Indebitamento finanziario netto	8.289	5.759	14.048
Patrimonio netto	51.073		51.073
Leverage	0,16		0,28

	Esercizio 2019		
	Rendiconto finanziario		
(€ milioni)	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Flusso di cassa netto da attività operativa (FFO)	11.726	666	12.392
Investimenti tecnici	(8.587)	211	(8.376)
Free Cash Flow (FCF)	381	877	1.258
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento (CFFF)	(4.964)	(877)	(5.841)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti (CASH FLOW)	(4.861)		(4.861)

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	75.822	66.919	(5.941)	(7,8)
Altri ricavi e proventi	1.160	1.116	4.058	44	3,9
Costi operativi	(54.302)	(59.130)	(55.412)	4.828	8,2
Altri proventi e oneri operativi	287	129	(32)	158	..
Ammortamenti	(8.106)	(6.988)	(7.483)	(1.118)	(16,0)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(2.188)	(866)	225	(1.322)	..
Radiazioni	(300)	(100)	(263)	(200)	..
Utile (perdita) operativo	**6.432**	**9.983**	**8.012**	**(3.551)**	**(35,6)**
Proventi (oneri) finanziari	(879)	(971)	(1.236)	92	9,5
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	193	1.095	68	(902)	..
Utile (perdita) prima delle imposte	**5.746**	**10.107**	**6.844**	**(4.361)**	**(43,1)**
Imposte sul reddito	(5.591)	(5.970)	(3.467)	379	6,3
Tax rate (%)	*97,3*	*59,1*	*50,7*	*38,2*	
Utile (perdita) netto	**155**	**4.137**	**3.377**	**(3.982)**	**(96,3)**
di competenza:					
- azionisti Eni	**148**	**4.126**	**3.374**	**(3.978)**	**(96,4)**
- interessenze di terzi	7	11	3	(4)	..

Risultati reported

Nel 2019 il gruppo ha conseguito un **utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €148 milioni (€4.126 milioni nell'esercizio 2018). L'utile operativo reported è stato di €6.432 milioni con una flessione di circa il 36% rispetto al 2018, ovvero -€3,6 miliardi riferibili per circa l'80% alla E&P.

Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato sfidante a causa del rallentamento del ciclo macroeconomico globale, della decelerazione nel commercio internazionale innescata dalla "trade dispute" tra USA e Cina, nonché di sviluppi geopolitici avversi che hanno aumentato l'incertezza negli operatori, condizionando in alcune aree specifiche in modo diretto la performance dell'Eni. L'insieme di questi fattori ha frenato la domanda di commodity energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e gas nella fase upstream e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/chimica. In tale scenario, il Gruppo ha registrato la flessione generalizzata dei prezzi di realizzo e dei margini in tutti i settori di business con un impatto in termini di minore EBIT stimato in -€2,5 miliardi dovuto principalmente al crollo dei prezzi del gas upstream in tutte le geografie con particolare enfasi per il riferimento delle vendite in Europa (PSV Italia -34%), nonché dei margini del GNL. La performance operativa ha risentito di alcuni incidenti (l'evento di Priolo a gennaio) e di fermate non programmate o indisponibilità d'impianti (Goliat in Norvegia, la raffineria di Bayernoil, i cracker di Porto Marghera e di Dunkerque). Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi che ha raggiunto il plateau di 1,87 milioni di boe/giorno, nuovo record nella storia dell'Eni, da azioni di efficienza e di ottimizzazione e in generale dalla tenuta dei

business retail (Gas & Power e vendite carburanti rete ed extrarete) nonostante si tratti di business privi di barriere d'ingresso grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale e alla continua innovazione di prodotto/servizio. Inoltre l'utile operativo è stato penalizzato da circa €2,2 miliardi di svalutazioni principalmente di proprietà Oil & Gas e delle raffinerie a causa principalmente della revisione dello scenario margini e di minori performance di giacimento.
Oltre che dalla minore performance operativa, l'utile netto è stato penalizzato dalla flessione dei proventi da partecipazioni (-€902 milioni), dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (€889 milioni) e la ripresa di valore di €262 milioni di Angola LNG, nonché dal peggioramento del tax rate reported dovuto al maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico, la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa €0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.
L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €204 milioni a livello di utile operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso, corrispondente al valore attualizzato degli stessi canoni. L'utile netto evidenzia un peggioramento di €128 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza degli ammortamenti del ROU che sono lineari.
Di seguito i principali indicatori di scenario dell'esercizio:

	2019	2018	2017	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated[a]	64,30	71,04	54,27	(9,5)
Cambio medio EUR/USD[b]	1,119	1,181	1,130	(5,2)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	57,44	60,15	48,03	(4,5)
Standard Eni Refining Margin (SERM)[c]	4,3	3,7	5,0	16,2
PSV[d]	171	260	211	(34,2)
TTF[d]	142	243	183	(41,6)

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.
(d) In euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**6.432**	**9.983**	**8.012**	**(3.551)**	**(35,6)**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(223)	96	(219)		
Esclusione special item	2.388	1.161	(1.990)		
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.597**	**11.240**	**5.803**	**(2.643)**	**(23,5)**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	**148**	**4.126**	**3.374**	**(3.978)**	**(96,4)**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(157)	69	(156)		
Esclusione special item	2.885	388	(839)		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	**2.876**	**4.583**	**2.379**	**(1.707)**	**(37,2)**
Tax rate (%)	*64,2*	*56,2*	*56,8*		

Nel 2019 l'**utile operativo adjusted** di €8.597 milioni è diminuito del 24% rispetto al 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta del 5%. Tale trend riflette il contributo del settore E&P, che ha registrato un miglioramento della performance operativa del 7% escludendo il risultato di Eni Norge nel 2018 e al netto dello scenario, dello IFRS 16 e dell'effetto dei minori tassi di attualizzazione sui costi d'abbandono capitalizzati con conseguenti maggiori ammortamenti, per effetto della crescita delle produzioni.
Il settore G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €654 milioni, +20%. La performance del business wholesale gas riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas in Europa, che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile, parzialmente assorbito dal minor contributo del business GNL impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail ha beneficiato della maggiore efficacia dell'azione commerciale, dei maggiori ricavi extracommodity e minori costi operativi.
Il settore R&M e Chimica sconta il continuo deterioramento dello scenario di raffinazione, nonché l'accentuarsi della pressione competitiva nella chimica.
Il **risultato netto adjusted** di €2.876 milioni è in calo del 37% per effetto della flessione della performance operativa, parzialmente compensata dal miglioramento della gestione finanziaria (+€135 milioni) che riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.
Il tax rate adjusted si attesta al 64%, in aumento di circa 8 punti percentuali rispetto all'esercizio precedente, per effetto del maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute.

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €2.885 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

(i) le svalutazioni nette di proprietà Oil & Gas del settore E&P dovute a revisioni negative delle riserve e dei profili produttivi, nonché di alcuni asset per allinearli al fair value (€1.217 milioni);

(ii) le svalutazioni di impianti riferite in particolare alla svalutazione della raffineria di Sannazzaro, dovuta alla revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione e al peggioramento dei costi operativi, nonché agli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M, interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (in complesso €819 milioni);

(iii) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€103 milioni);

(iv) la svalutazione di centrali power (€42 milioni) per effetto del deterioramento dello scenario Clean Spark Spread;

(v) le plusvalenze sulla cessione di proprietà Oil & Gas, riferite in particolare alla cessione di Merakes a Neptune (€145 milioni);

(vi) oneri ambientali (€338 milioni) rilevati in particolare nel settore R&M e Chimica;

(vii) la rilevazione di un indennizzo assicurativo (€88 milioni) relativo all'impianto EST;

(viii) l'effetto contabile della valutazione a fair value di derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o per poter beneficiare della "own use exemption" (un provento di €423 milioni);

(ix) la differenza negativa tra la variazione delle rimanenze gas valorizzate a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e la valorizzazione gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €145 milioni);

(x) la riclassifica del saldo relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione (positivo per €108 milioni);

(xi) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di imposte differite attive Italia per le minori prospettive reddituali (€893 milioni).

Dettaglio degli special item

(€ milioni)	2019	2018	2017
Special item dell'utile (perdita) operativo	**2.388**	**1.161**	**(1.990)**
- oneri ambientali	*338*	*325*	*208*
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*2.188*	*866*	*(221)*
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(151)*	*(452)*	*(3.283)*
- accantonamenti a fondo rischi	*3*	*380*	*448*
- oneri per incentivazione all'esodo	*45*	*155*	*49*
- derivati su commodity	*(439)*	*(133)*	*146*
- differenze e derivati su cambi	*108*	*107*	*(248)*
- ripristino ammortamenti Eni Norge		*(375)*	
- altro	*296*	*288*	*911*
Oneri (proventi) finanziari	**(42)**	**(85)**	**502**
di cui:			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	*(108)*	*(107)*	*248*
Oneri (proventi) su partecipazioni	**188**	**(798)**	**372**
di cui:			
- plusvalenze da cessione	*(46)*	*(909)*	*(163)*
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	*148*	*67*	*537*
Imposte sul reddito	**351**	**110**	**277**
di cui:			
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	*893*	*99*	
- riforma fiscale Stati Uniti			*115*
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro	*(542)*	*11*	*162*
Totale special item dell'utile (perdita) netto	**2.885**	**388**	**(839)**

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.436	4.955	2.724	(1.519)	(30,7)
Gas & Power	426	310	52	116	..
Refining & Marketing e Chimica	(75)	238	663	(313)	..
Corporate e altre attività	(884)	(965)	(1.041)	81	8,4
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato[a]	(20)	56	(16)	(76)	
Utile (perdita) netto adjusted	**2.883**	**4.594**	**2.382**	**(1.711)**	**(37,2)**
di competenza:					
- azionisti Eni	**2.876**	**4.583**	**2.379**	**(1.707)**	**(37,2)**
- interessenze di terzi	7	11	3	(4)	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	23.572	25.744	19.525	(2.172)	(8,4)
Gas & Power	50.015	55.690	50.623	(5.675)	(10,2)
Refining & Marketing e Chimica	23.334	25.216	22.107	(1.882)	(7,5)
- Refining & Marketing	*19.640*	*20.646*	*17.688*	*(1.006)*	*(4,9)*
- Chimica	*4.123*	*5.123*	*4.851*	*(1.000)*	*(19,5)*
- Elisioni	*(429)*	*(553)*	*(432)*		
Corporate e altre attività	1.681	1.589	1.462	92	5,8
Elisioni di consolidamento	(28.721)	(32.417)	(26.798)	3.696	
Ricavi della gestione caratteristica	**69.881**	**75.822**	**66.919**	**(5.941)**	**(7,8)**
Altri ricavi e proventi	**1.160**	**1.116**	**4.058**	**44**	**3,9**
Totale ricavi	**71.041**	**76.938**	**70.977**	**(5.897)**	**(7,7)**

I ricavi complessivi ammontano a €71.041 milioni, evidenziando una riduzione del 7,7%.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2019 (€69.881 milioni) sono diminuiti di €5.941 milioni rispetto al 2018 (-7,8%), con il seguente breakdown:

- i ricavi della Exploration & Production (€23.572 milioni) evidenziano una riduzione dell'8,4% per effetto del deterioramento delle quotazioni del Brent e dei prezzi del gas in Europa, che ha comportato una riduzione dei prezzi medi di realizzo in dollari degli idrocarburi dell'8,3%, inoltre la riduzione riflette l'effetto del deconsolidamento di Eni Norge, consolidata integralmente nel 2018;
- i ricavi del settore Gas & Power (€50.015 milioni) in riduzione di €5.675 milioni (-10,2%) scontano la riduzione delle quotazioni del prezzo del gas in Europa e delle quotazioni del GNL per effetto del deterioramento dello scenario asiatico e dei minori volumi commercializzati;
- i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€23.334 milioni) si riducono di €1.882 milioni (-7,5%) per effetto della flessione delle quotazioni medie di benzine e gasoli, nonché del calo dei prezzi medi unitari di vendita della Chimica e della riduzione delle vendite principalmente nel segmento degli intermedi.

Costi operativi

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	50.874	55.622	51.548	(4.748)	(8,5)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	432	415	913	17	4,1
Costo lavoro	2.996	3.093	2.951	(97)	(3,1)
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	*45*	*155*	*49*		
	54.302	**59.130**	**55.412**	**(4.828)**	**(8,2)**

I costi operativi sostenuti nel 2019 (€54.302 milioni) sono diminuiti di €4.828 milioni rispetto al 2018, pari all'8%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€50.874 milioni) sono diminuiti di circa il 9% per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Il costo lavoro (€2.996 milioni) è diminuito di €97 milioni rispetto al 2018 principalmente per effetto della circostanza che nel 2018 furono stanziati oneri per incentivazione all'esodo relativi principalmente al piano di uscita anticipata di personale Eni gas e luce SpA, ai sensi dell'art. 4, Legge 92/2012.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.060	6.152	6.747	908	14,8
Gas & Power	447	408	345	39	9,6
Refining & Marketing e Chimica	485	399	360	86	21,6
Corporate e altre attività	146	59	60	87	..
Effetto eliminazione utili interni	(32)	(30)	(29)	(2)	
Totale ammortamenti	**8.106**	**6.988**	**7.483**	**1.118**	**16,0**
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing	2.188	866	(225)	1.322	..
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	**10.294**	**7.854**	**7.258**	**2.440**	**31,1**
Radiazioni	300	100	263	200	..
	10.594	**7.954**	**7.521**	**2.640**	**33,2**

Gli **ammortamenti** (€8.106 milioni) sono aumentati del 16% rispetto al 2018, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto essenzialmente della rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso come previsto dall'applicazione dell'IFRS 16, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in vigore sino all'esercizio 2018 nonché degli avvii e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€2.188 milioni), commentate nel paragrafo "special item", sono così articolate:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production	1.217	726	(158)	491
Gas & Power	37	(71)	(146)	108
Refining & Marketing e Chimica	922	193	54	729
Corporate e altre attività	12	18	25	(6)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing	**2.188**	**866**	**(225)**	**1.322**

Le **radiazioni** (€300 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse per giustificarne lo sviluppo principalmente in Australia, Kazakhstan e Pakistan.

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.417	10.214	7.651	(2.797)	(27,4)
Gas & Power	699	629	75	70	11,1
Refining & Marketing e Chimica	(854)	(380)	981	(474)	..
Corporate e altre attività	(710)	(691)	(668)	(19)	(2,7)
Effetto eliminazione utili interni	(120)	211	(27)	(331)	
Utile (perdita) operativo	**6.432**	**9.983**	**8.012**	**(3.551)**	**(35,6)**

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**6.432**	**9.983**	**8.012**	**(3.551)**	**(35,6)**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(223)	96	(219)		
Esclusione special item	2.388	1.161	(1.990)		
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.597**	**11.240**	**5.803**	**(2.643)**	**(23,5)**
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	8.640	10.850	5.173	(2.210)	(20,4)
Gas & Power	654	543	214	111	20,4
Refining & Marketing e Chimica	(48)	380	991	(428)	(112,6)
Corporate e altre attività	(624)	(606)	(542)	(18)	(3,0)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(25)	73	(33)	(99)	
	8.597	**11.240**	**5.803**	**(2.643)**	**(23,5)**

L'**utile operativo adjusted** di €8.597 milioni è diminuito del 24% rispetto allo stesso periodo del 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta del 5%, trainato dalla crescita produttiva della E&P e dal consolidamento dei risultati del G&P. Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Proventi (oneri) finanziari netti

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	**(962)**	**(627)**	**(834)**	**(335)**
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(740)	(685)	(751)	(55)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)			(378)
- Interessi attivi verso banche	21	18	12	3
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)	95
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	8	16	
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	**(14)**	**(307)**	**837**	**293**
- Strumenti finanziari derivati su valute	9	(329)	809	338
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(23)	22	28	(45)
Differenze di cambio	**250**	**341**	**(905)**	**(91)**
Altri proventi (oneri) finanziari	**(246)**	**(430)**	**(407)**	**184**
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	112	132	128	(20)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(255)	(249)	(264)	(6)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(103)	(313)	(271)	210
	(972)	**(1.023)**	**(1.309)**	**51**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	**93**	**52**	**73**	**41**
	(879)	**(971)**	**(1.236)**	**92**

Gli **oneri finanziari netti** di €879 milioni migliorano di €92 milioni rispetto al 2018. I principali driver sono stati: (i) la variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€338 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9, compensata dalle differenze cambio (-€91 milioni); (ii) la riduzione degli altri oneri finanziari, che riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo (circa €270 milioni); e (iii) la rilevazione di proventi su cambi realizzati con il rimborso del capitale di alcune controllate con valute diverse dall'euro. Tali variazioni positive sono state in parte compensate dalla rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability (€378 milioni).

Proventi (oneri) su partecipazioni

2019 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(11)	(63)	(21)	**(88)**
Dividendi	197		50		**247**
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	17		2		**19**
Altri proventi (oneri) netti		15			**15**
	221	**4**	**(11)**	**(21)**	**193**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €193 milioni e riguardano:

- i dividendi di €247 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€186 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€46 milioni);
- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi -€88 milioni attribuibili essenzialmente alle perdite nette delle imprese partecipate dei settori downstream, in parte compensate dal contributo della joint venture upstream Vår Energi (€49 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(88)	(68)	(267)	(20)
Dividendi	247	231	205	16
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	19	22	163	(3)
Altri proventi (oneri) netti	15	910	(33)	(895)
Proventi (oneri) su partecipazioni	**193**	**1.095**	**68**	**(902)**

La flessione dei proventi di €902 milioni rispetto al 2018 è dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (€889 milioni) e la ripresa di valore della partecipazione in Angola LNG nel settore E&P (€262 milioni).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono in riduzione di €379 milioni a €5.591 milioni per effetto essenzialmente del decremento dell'utile ante imposte (-€4.361 milioni rispetto al 2018). Il tax rate si attesta al 97% rispetto al 59% del 2018 influenzato dal maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa €0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

Il tax rate adjusted si attesta al 64%, in aumento rispetto al 2018 (56%), scontando l'aumento del tax rate E&P (circa 6 punti percentuali) per effetto degli stessi driver commentati al tax rate reported.

Risultati per settore di attività[1]

Exploration & Production

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**7.417**	**10.214**	**7.651**	**(2.797)**	**(27,4)**
Esclusione special item:	1.223	636	(2.478)		
- oneri ambientali	*32*	*110*	*46*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*1.217*	*726*	*(154)*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(145)*	*(442)*	*(3.269)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*23*	*26*	*19*		
- accantonamenti a fondo rischi	*(18)*	*360*	*366*		
- differenze e derivati su cambi	*14*	*(6)*	*(68)*		
- altro	*100*	*(138)*	*582*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.640**	**10.850**	**5.173**	**(2.210)**	**(20,4)**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(362)	(366)	(50)	4	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	312	285	408	*27*	
Imposte sul reddito[a]	(5.154)	(5.814)	(2.807)	660	
Tax rate (%)	*60,0*	*54,0*	*50,8*	*6,0*	
Utile (perdita) netto adjusted	**3.436**	**4.955**	**2.724**	**(1.519)**	**(30,7)**
I risultati includono:					
costi di ricerca esplorativa:	489	380	525	109	28,7
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	*275*	*287*	*273*	*(12)*	*(4,2)*
- radiazione di pozzi di insuccesso[b]	*214*	*93*	*252*	*121*	*130,1*
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio[c] ($/barile)	59,26	65,47	50,06	(6,21)	(9,5)
Gas naturale ($/migliaia di metri cubi)	174,59	183,74	130,31	(9,15)	(5,0)
Idrocarburi ($/boe)	43,54	47,48	35,06	(3,94)	(8,3)

(a) Escludono gli special item
(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.
(c) Include condensati.

Nel 2019 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €8.640 milioni con una riduzione del 20% rispetto al 2018. La variazione si ridetermina in +7% escludendo dal periodo di confronto: (i) il contributo della ex-controllata Eni Norge, oggetto di business combination con Point Resources ai fini della costituzione di Vår Energi, joint venture valutata a equity, operativa dall'1/1/2019; (ii) l'effetto dello IFRS 16; (iii) quello negativo dello scenario riferito a una moderata flessione per quanto riguarda il prezzo del petrolio (-9% per il marker Brent in USD), mentre il calo dei prezzi del gas è stato nettamente più accentuato a causa dell'oversupply globale e della contrazione della domanda asiatica con flessioni del 34% per il prezzo spot Italia, principale riferimento per le vendite nei mercati europei, e del 19% per l'Henry Hub, solo parzialmente compensati dall'apprezzamento dello USD vs. EUR (+5%); (iv) l'effetto della riduzione dei tassi di interesse sull'attualizzazione dell'asset retirement cost che ha determinato maggiori ammortamenti per circa €200 milioni. In particolare l'effetto scenario di circa €2,23 miliardi, sconta oltre alla flessione dei prezzi del gas di produzione, anche il minor margine sulla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati sul mercato europeo. Tale minor margine non è riflesso nei prezzi di realizzo del gas che sono relativi al solo gas equity. La migliore performance è dovuta all'effetto positivo volume/mix per il maggiore contributo di barili a più elevata redditività, in parte compensata da maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso.
L'utile operativo include il margine relativo a volumi di idrocarburi, inclusi nelle produzioni, pagati dall'acquirente in applicazione della clausola take-or-pay, ma non ritirati, nell'ambito di un contratto di fornitura long term, per i quali il management ha valutato remota la probabilità che il buyer eserciti il diritto di prelievo in successivi reporting period entro le scadenze contrattuali.
L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €1.223 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €3.436 milioni è diminuito del 31% per effetto della riduzione dell'utile operativo. Il risultato della gestione partecipazioni comprende la quota di competenza Eni del risultato della JV Vår Energi (€122 milioni) e i dividendi di Nigeria LNG (€186 milioni), parzialmente compensati dalle perdite delle joint venture in Venezuela. Il confronto a livello di utile netto risente della circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo. L'incremento del tax rate adjusted rispettivamente di 6 punti percentuali è dovuto alla maggiore incidenza degli utili prodotti in Paesi a più elevata fiscalità. Il cash tax rate si attesta al 30%.

(1) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

Gas & Power

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**699**	**629**	**75**	**70**	**11,1**
Esclusione special item:	(45)	(86)	139		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*37*	*(71)*	*(146)*		
- oneri ambientali		*(1)*			
- oneri per incentivazione all'esodo	*4*	*122*	*38*		
- derivati su commodity	*(423)*	*(156)*	*157*		
- differenze e derivati su cambi	*92*	*112*	*(171)*		
- altro	*245*	*(92)*	*261*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**654**	**543**	**214**	**111**	**20,4**
- Gas & LNG Marketing and Power	*376*	*342*	*77*	*34*	*9,9*
- Eni gas e luce	*278*	*201*	*137*	*77*	*38,3*
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(23)	(4)	10	(19)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(11)	9	(9)	(20)	
Imposte sul reddito[a]	(194)	(238)	(163)	44	
Tax rate (%)	*31,3*	*43,4*	*75,8*	*(12,1)*	
Utile (perdita) netto adjusted	**426**	**310**	**52**	**116**	**37,4**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2019 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €654 milioni, +20% rispetto al 2018. Tale risultato è stato trainato dalla performance del business wholesale gas che riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas e power in Europa che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile, parzialmente assorbito dalla riduzione del risultato del business GNL impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail Gas & Power ha conseguito un notevole miglioramento di performance (crescita del 38% dell'utile operativo adjusted nell'esercizio) grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.
L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €45 milioni.
L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €426 milioni, in miglioramento del 37% a seguito dell'incremento della performance operativa.

Il tax rate adjusted dell'anno si normalizza al 31%, in riduzione rispetto al 43% del 2018 che risentiva dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(854)**	**(380)**	**981**	**(474)**	**..**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(318)	234	(213)		
Esclusione special item:	1.124	526	223		
- oneri ambientali	*244*	*193*	*136*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*922*	*193*	*54*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(5)*	*(9)*	*(13)*		
- accantonamenti a fondo rischi	*(2)*	*21*			
- oneri per incentivazione all'esodo	*8*	*8*	*(6)*		
- derivati su commodity	*(16)*	*23*	*(11)*		
- differenze e derivati su cambi	*2*	*1*	*(9)*		
- altro	*(29)*	*96*	*72*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(48)**	**380**	**991**	**(428)**	**..**
- Refining & Marketing	*220*	*390*	*531*	*(170)*	*(43,6)*
- Chimica	*(268)*	*(10)*	*460*	*(258)*	*..*
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(11)	11	5	(22)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	37	(2)	19	39	
Imposte sul reddito[a]	(53)	(151)	(352)	98	
Tax rate (%)	*..*	*38,8*	*34,7*	*..*	
Utile (perdita) netto adjusted	**(75)**	**238**	**663**	**(313)**	**..**

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €220 milioni, in riduzione del 44% rispetto al 2018. La minore performance del business rispetto ai comparative period è dovuta al deterioramento dello scenario di raffinazione, in particolare al generale apprezzamento dei greggi rispetto al greggio di riferimento Brent, nonché allo scenario meno favorevole dei prodotti, in particolare i lubrificanti, e all'indisponibilità di alcuni impianti. La buona performance del marketing ha attenuato la contrazione dei margini della raffinazione.

La **Chimica** nel corso del 2019, con la **perdita operativa adjusted** di €268 milioni, è stata pesantemente condizionata da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, in particolare l'automotive, e dalla minore domanda di "plastiche mono-uso". Inoltre, in un mercato globale in contrazione, la pressione sui margini è stata accentuata dalla pressione competitiva da parte di produttori a basso costo delle materie prime (ad esempio i produttori USA che utilizzano i cracker a etano). Questo ha determinato spread dei prodotti rispetto alla carica su valori non remunerativi per il polietilene e significative flessioni negli stirenici e negli elastomeri. Infine, il risultato è stato influenzato in misura significativa dall'incidente occorso all'hub di Priolo, tornato in piena operatività solo a fine luglio, e da altre fermate non programmate.
L'utile operativo adjusted del settore è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €1.124 milioni.

Su base netta, il risultato negativo per €75 milioni riflette l'andamento sfavorevole della performance operativa.

Corporate e altre attività

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(710)**	**(691)**	**(668)**	**(19)**	**(2,7)**
Esclusione special item:	86	85	126		
- oneri ambientali	*62*	*23*	*26*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*12*	*18*	*25*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(1)*	*(1)*	*(1)*		
- accantonamenti a fondo rischi	*23*	*(1)*	*82*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*10*	*(1)*	*(2)*		
- altro	*(20)*	*47*	*(4)*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(624)**	**(606)**	**(542)**	**(18)**	**(3,0)**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(525)	(697)	(699)	172	24,7
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	43	5	22	38	..
Imposte sul reddito[a]	222	333	178	(111)	(33,3)
Utile (perdita) netto adjusted	**(884)**	**(965)**	**(1.041)**	**81**	**8,4**

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e altre attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operative per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato e utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

Stato patrimoniale riclassificato[a]

(€ milioni)	31 dicembre 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 dicembre 2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	62.192		60.302	1.890
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.349	5.643		5.349
Attività immateriali	3.059		3.170	(111)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.371		1.217	154
Partecipazioni	9.964		7.963	2.001
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.234		1.314	(80)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.235)		(2.399)	164
	80.934	**5.643**	**71.567**	**9.367**
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.734		4.651	83
Crediti commerciali	8.519		9.520	(1.001)
Debiti commerciali	(10.480)	128	(11.645)	1.165
Attività (passività) tributarie nette	(1.594)		(1.364)	(230)
Fondi per rischi e oneri	(14.106)		(11.626)	(2.480)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.864)	(12)	(860)	(1.004)
	(14.791)	**116**	**(11.324)**	**(3.467)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(1.136)**		**(1.117)**	**(19)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**18**		**236**	**(218)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**65.025**	**5.759**	**59.362**	**5.663**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.839		51.016	(3.177)
Interessenze di terzi	61		57	4
Patrimonio netto	**47.900**		**51.073**	**(3.173)**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**11.477**		**8.289**	**3.188**
Passività per leasing	5.648	5.759		5.648
- di cui working interest Eni	3.672	3.730		3.672
- di cui working interest follower	1.976	2.029		1.976
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**17.125**	**5.759**	**8.289**	**8.836**
COPERTURE	**65.025**	**5.759**	**59.362**	**5.663**
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	**0,24**		**0,16**	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	**0,36**		**n.a.**	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	**0,18**		**0,14**	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	**0,26**		**n.a.**	

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Al 31 dicembre 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €9.367 milioni a €80.934 milioni per effetto essenzialmente della rilevazione iniziale del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €5.643 milioni in applicazione all'1/1/2019 dell'IFRS 16 e dell'iscrizione del costo di acquisizione della partecipazione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi). Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€1.890 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€8.376 milioni), all'effetto cambio e all'aggiornamento dell'asset retirement cost (ARC) in relazione alla riduzione dei tassi d'interesse, parzialmente compensati dagli ammortamenti/svalutazioni/radiazioni (€10.594 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€14.791 milioni) diminuisce di €3.467 milioni per effetto dell'aumento delle provision riferite all'asset retirement obligation, dell'incremento dei debiti tributari a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e dell'aumento delle altre passività d'esercizio dovuto in particolare all'incasso di anticipi commerciali dai partner egiziani in relazione all'avanzamento nello sviluppo del progetto Zohr.

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2019	2018
Utile (perdita) netto dell'esercizio	**155**	**4.137**
Componenti non riclassificabili a conto economico	**(47)**	**(2)**
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	*(42)*	*(15)*
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	*(3)*	*15*
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	*(7)*	
Effetto fiscale	*5*	*(2)*
Componente riclassificabili a conto economico	**116**	**1.578**
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*604*	*1.787*
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*(679)*	*(243)*
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*(6)*	*(24)*
Effetto fiscale	*197*	*58*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	**69**	**1.576**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	**224**	**5.713**
di competenza:		
- azionisti Eni	**217**	**5.702**
- interessenze di terzi	*7*	11

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018		**48.324**
Totale utile (perdita) complessivo	5.713	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Altre variazioni	(8)	
Totale variazioni		**2.749**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018		**51.073**
di competenza:		
- azionisti Eni		**51.016**
- interessenze di terzi		57
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018		**51.073**
Impatto adozione IAS 28		**(4)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019		**51.069**
Totale utile (perdita) complessivo	224	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Rimborso a terzi azionisti	(1)	
Altre variazioni	30	
Totale variazioni		**(3.169)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019		**47.900**
di competenza:		
- azionisti Eni		**47.839**
- interessenze di terzi		61

Il **patrimonio netto** (€47.900 milioni) è diminuito di €3.173 milioni rispetto al 31 dicembre 2018. L'utile netto dell'esercizio (€155 milioni) e l'incremento della riserva per differenze cambio (€604 milioni) sono stati compensati dalla distribuzione dei dividendi (€3.018 milioni), dalla variazione negativa (-€679 milioni) della riserva cash flow hedge e dalla rettifica per il riacquisto delle azioni proprie (-€400 milioni).

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il "gearing" misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto. Il management Eni utilizza tali indicatori per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2019	31 dicembre 2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.518	25.865	(1.347)
- Debiti finanziari a breve termine	*5.608*	*5.783*	*(175)*
- Debiti finanziari a lungo termine	*18.910*	*20.082*	*(1.172)*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.994)	(10.836)	4.842
Titoli held for trading	(6.760)	(6.552)	(208)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(287)	(188)	(99)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**11.477**	**8.289**	**3.188**
Passività per beni in leasing	5.648		5.648
- di cui working interest Eni	3.672		3.672
- di cui working interest follower	1.976		1.976
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**17.125**	**8.289**	**8.836**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**47.900**	**51.073**	**(3.173)**
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	**0,24**	**0,16**	**(0,08)**
Leverage post lease liability ex IFRS 16	**0,36**	**n.a.**	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	**0,18**	**0,14**	**0,04**
Gearing post lease liability ex IFRS 16	**0,26**	**n.a.**	

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2019 è pari a €17.125 milioni, in aumento di €8.836 milioni rispetto al 2018. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €24.518 milioni, di cui €5.608 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.156 milioni) e €18.910 milioni a lungo termine.
La variazione dell'indebitamento finanziario netto è riferita per €5.759 milioni alla rilevazione iniziale della lease liability in applicazione dell'IFRS 16, che comprende anche la riclassifica di €128 milioni di debiti per canoni di leasing outstanding all'1/1/2019, precedentemente classificati come commerciali. La variazione è riferibile per circa €1.976 milioni alla quota di lease liability di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.
Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €11.477 milioni, evidenziando un incremento di €3.188 milioni rispetto al 31 dicembre 2018, sostanzialmente corrispondenti all'esborso per l'acquisizione della partecipazione del 20% della JV ADNOC Refining e per gli altri investimenti non organici.

Il **leverage**[2] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,36 al 31 dicembre 2019 per effetto dello step-up dell'indebitamento finanziario dovuto alla rilevazione iniziale delle passività per leasing, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,24.

Il **gearing** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto è pari a 0,26. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il gearing si ridetermina in 0,18, (0,14 al 31 dicembre 2018).

(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato[a]

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Utile (perdita) netto	**155**	**4.137**	**3.377**	**(3.982)**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	10.480	7.657	8.720	2.823
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(170)	(474)	(3.446)	304
- dividendi, interessi e imposte	6.224	6.168	3.650	56
Variazione del capitale di esercizio	366	1.632	1.440	(1.266)
Dividendi incassati da partecipate	1.346	275	291	1.071
Imposte pagate	(5.068)	(5.226)	(3.437)	158
Interessi (pagati) incassati	(941)	(522)	(478)	(419)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**12.392**	**13.647**	**10.117**	**(1.255)**
Investimenti tecnici	(8.376)	(9.119)	(8.681)	743
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(3.008)	(244)	(510)	(2.764)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	504	1.242	5.455	(738)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(254)	942	(373)	(1.196)
Free cash flow	**1.258**	**6.468**	**6.008**	**(5.210)**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(279)	(357)	341	78
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(1.540)	320	(1.712)	(1.860)
Rimborso di passività per beni in leasing	(877)			(877)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.424)	(2.957)	(2.883)	(467)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	1	18	(65)	(17)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**(4.861)**	**3.492**	**1.689**	**(8.353)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Free cash flow	**1.258**	**6.468**	**6.008**	**(5.210)**
Rimborso di passività per beni in leasing	(877)			(877)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(18)		18
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	13	(499)	261	512
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(158)	(367)	474	209
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.424)	(2.957)	(2.883)	(467)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**(3.188)**	**2.627**	**3.860**	**(5.815)**
Effetti prima applicazione IFRS 16	(5.759)			(5.759)
Rimborsi lease liability	877			877
Accensioni del periodo e altre variazioni	(766)			(766)
Variazione passività per beni in leasing	**(5.648)**			**(5.648)**
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	**(8.836)**	**2.627**	**3.860**	**(11.463)**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2019 è stato di €12.392 milioni e comprende dividendi di €1.346 milioni incassati dalle joint venture, collegate e altre partecipazioni minoritarie integrate nella strategia e nei piani di sviluppo di Eni. L'ammontare principale riguarda la joint venture Vår Energi con €1.057 milioni.
Il factoring di crediti commerciali con scadenza successiva alla data di reporting è invariato rispetto al 2018 (€1.782 milioni).
Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo**, esclusi accantonamenti straordinari per perdite su crediti e per oneri di €0,3 miliardi, si ridetermina in €12,1 miliardi in leggera riduzione rispetto al 2018 (-4%) nonostante il rilevante peggioramento dello scenario.
Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €666 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di leasing per la quota capitale relativi a beni di esercizio non sono più rilevati come costi operativi, ma sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.
I fabbisogni per gli **investimenti del periodo** sono stati di €11.384 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi) e i cash out per l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria ed altre componenti non organiche (€0,4 miliardi). Al netto di tali componenti non organiche e degli anticipi commerciali incassati da partner egiziani (€0,3 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti tecnici sono stati di €7,73 miliardi.
Il cash out per investimenti registra un beneficio di €211 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16, poiché i canoni di leasing di beni utilizzati in progetti di investimento per la quota capitale sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di €877 milioni sul free cash flow.

Esercizio 2019 (€ milioni)	**post IFRS 16**	**Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri**	**post IFRS 16 adjusted**	**effetti IFRS 16**	**ante IFRS 16**
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo[a]	**11.803**	336	12.139	(695)	**11.444**
Variazione circolante al costo di rimpiazzo[a]	**589**	(336)	253	29	**282**
Flusso di cassa netto da attività operativa	**12.392**			(666)	**11.726**
Investimenti tecnici	**(8.376)**			(211)	**(8.587)**
Free cash flow	**1.258**			(877)	**381**
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(5.841)**			877	**(4.964)**
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	**(4.861)**				**(4.861)**

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di €366 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €223 milioni ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri di €336 milioni (€366 milioni + €223 milioni - €336 milioni = €253 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** di €3.424 milioni è relativo per €3.018 milioni al pagamento del saldo dividendo 2018 e dell'acconto 2019 e per €400 milioni al riacquisto di azioni proprie con il completamento del programma di buy-back adottato dal management, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2019, che prevedeva per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

Nell'esercizio 2019 la gestione ha finanziato i cash out connessi agli investimenti organici al netto degli anticipi commerciali relativi al progetto Zohr, portando un free cash flow positivo di circa €4,3 miliardi. Tale flusso di cassa discrezionale ha coperto interamente la remunerazione degli azionisti di €3,4 miliardi, determinando unitamente alle acquisizioni di equity/riserve (€3,3 miliardi) e a €0,5 miliardi di dismissioni un incremento dell'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 di circa €3,2 miliardi che include il rimborso di passività per leasing di circa €0,9 miliardi. Considerando i soli investimenti organici, la cash neutrality dell'esercizio, cioè il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale la gestione ha finanziato i costi, i capex e il dividendo, si determina in 55 $/barile con lo scenario di budget dei prezzi gas e del margine di raffinazione, ante effetti IFRS 16 (50 $/barile compresi gli effetti IFRS 16). Allo scenario corrente, cash neutrality a 64 $/barile esclusi gli effetti IFRS 16 (59 $/barile post IFRS 16).

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	6.996	7.901	7.739	(905)	(11,5)
- acquisto di riserve proved e unproved	*400*	*869*	*5*	*(469)*	*(54,0)*
- ricerca esplorativa	*586*	*463*	*442*	*123*	*26,6*
- sviluppo	*5.931*	*6.506*	*7.236*	*(575)*	*(8,8)*
- altro	*79*	*63*	*56*	*16*	*25,4*
Gas & Power	230	215	142	15	7,0
Refining & Marketing e Chimica	933	877	729	56	6,4
- Refining & Marketing	*815*	*726*	*526*	*89*	*12,3*
- Chimica	*118*	*151*	*203*	*(33)*	*(21,9)*
Corporate e altre attività	231	143	87	88	61,5
Effetto eliminazione utili interni	(14)	(17)	(16)		
Investimenti tecnici	**8.376**	**9.119**	**8.681**	**(743)**	**(8,1)**

Nell'esercizio 2019 gli investimenti tecnici di €8.376 milioni (€9.119 milioni nel 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.931 milioni) in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola. L'acquisto di riserve proved e unproved di €400 milioni riguarda l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€683 milioni) finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione della Raffineria di Gela e al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€132 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€176 milioni).

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock, dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini.
Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.
Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.
L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.
Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati.

Utile operativo e utile netto adjusted
L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione.
L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.
Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.
Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino
L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item
Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Leverage
Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing
Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

Free cash flow
Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto
L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

ROACE Adjusted
Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima delle interessenze di terzi aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Coverage
Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio
Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage
Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Debt/EBITDA
Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

Profit per boe
Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Opex per boe
Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Finding & Development cost per boe
Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

2019 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	**7.417**	**699**	**(854)**	**(710)**	**(120)**	**6.432**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)		95	(223)
Esclusione special item:						
- oneri ambientali	32		244	62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	37	922	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)	(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)	23		3
- oneri per incentivazione all'esodo	23	4	8	10		45
- derivati su commodity		(423)	(16)			(439)
- differenze e derivati su cambi	14	92	2			108
- altro	100	245	(29)	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo	**1.223**	**(45)**	**1.124**	**86**		**2.388**
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.640**	**654**	**(48)**	**(624)**	**(25)**	**8.597**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(362)	(23)	(11)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	312	(11)	37	43		381
Imposte sul reddito[a]	(5.154)	(194)	(53)	222	5	(5.174)
Tax rate (%)	*60,0*	*31,3*	..			*64,2*
Utile (perdita) netto adjusted	**3.436**	**426**	**(75)**	**(884)**	**(20)**	**2.883**
di competenza:						
- interessenze di terzi						7
- azionisti Eni						**2.876**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						**148**
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(157)
Esclusione special item						2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						**2.876**

(a) Escludono gli special item.

2018 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	**10.214**	**629**	**(380)**	**(691)**	**211**	**9.983**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			234		(138)	96
Esclusione special item:						
- oneri ambientali	110	(1)	193	23		325
- svalutazioni (riprese di valore) nette	726	(71)	193	18		866
- plusvalenze nette su cessione di asset	(442)		(9)	(1)		(452)
- accantonamenti a fondo rischi	360		21	(1)		380
- oneri per incentivazione all'esodo	26	122	8	(1)		155
- derivati su commodity		(156)	23			(133)
- differenze e derivati su cambi	(6)	112	1			107
- altro	(138)	(92)	96	47		(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo	**636**	**(86)**	**526**	**85**		**1.161**
Utile (perdita) operativo adjusted	**10.850**	**543**	**380**	**(606)**	**73**	**11.240**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(366)	(4)	11	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	285	9	(2)	5		297
Imposte sul reddito[a]	(5.814)	(238)	(151)	333	(17)	(5.887)
Tax rate (%)	*54,0*	*43,4*	*38,8*			*56,2*
Utile (perdita) netto adjusted	**4.955**	**310**	**238**	**(965)**	**56**	**4.594**
di competenza:						
- interessenze di terzi						**11**
- azionisti Eni						**4.583**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						**4.126**
Esclusione (utile) perdita di magazzino						69
Esclusione special item						388
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						**4.583**

(a) Escludono gli special item.

2017 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	**7.651**	**75**	**981**	**(668)**	**(27)**	**8.012**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(213)		(6)	(219)
Esclusione special item:						
- oneri ambientali	46		136	26		208
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(154)	(146)	54	25		(221)
- plusvalenze nette su cessione di asset	(3.269)		(13)	(1)		(3.283)
- accantonamenti a fondo rischi	366			82		448
- oneri per incentivazione all'esodo	19	38	(6)	(2)		49
- derivati su commodity		157	(11)			146
- differenze e derivati su cambi	(68)	(171)	(9)			(248)
- altro	582	261	72	(4)		911
Special item dell'utile (perdita) operativo	**(2.478)**	**139**	**223**	**126**		**(1.990)**
Utile (perdita) operativo adjusted	**5.173**	**214**	**991**	**(542)**	**(33)**	**5.803**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(50)	10	5	(699)		(734)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	408	(9)	19	22		440
Imposte sul reddito[a]	(2.807)	(163)	(352)	178	17	(3.127)
Tax rate (%)	*50,8*	*75,8*	*34,7*			*56,8*
Utile (perdita) netto adjusted	**2.724**	**52**	**663**	**(1.041)**	**(16)**	**2.382**
di competenza:						
- interessenze di terzi						3
- azionisti Eni						**2.379**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						**3.374**
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(156)
Esclusione special item						(839)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						**2.379**

(a) Escludono gli special item.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	**Riferimento alle note al Bilancio consolidato**	**31 dicembre 2019**		**31 dicembre 2018**	
		Valori da schema legale	**Valori da schema riclassificato**	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			62.192		60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing			5.349		
Attività immateriali			3.059		3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.371		1.217
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			9.964		7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		1.234		1.314
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.235)		(2.399)
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 7)	30		122	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 10)	11		9	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 17)	(2.276)		(2.530)	
Totale Capitale immobilizzato			**80.934**		**71.567**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.734		4.651
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		8.519		9.520
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(10.480)		(11.645)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(1.594)		(1.364)
- passività per imposte sul reddito correnti		(456)		(440)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(454)		(287)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	(1.411)		(1.432)	
- passività per imposte differite		(4.920)		(4.272)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	(63)		(34)	
- attività per imposte sul reddito correnti		192		191	
- attività per imposte sul reddito non correnti		173		168	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	766		561	
- attività per imposte anticipate		4.360		3.931	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	223		254	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 17)	(4)		(4)	
Fondi per rischi e oneri			(14.106)		(11.626)
Altre attività (passività), composti da:			(1.864)		(860)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 16)	37		51	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 7)	4.324		4.459	
- altre attività correnti	(vedi nota 10)	3.206		2.258	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 10)	637		361	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 17)	(2.785)		(2.568)	
- altre passività correnti	(vedi nota 10)	(5.735)		(3.980)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 10)	(1.548)		(1.441)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(14.791)**		**(11.324)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(1.136)**		**(1.117)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			**18**		**236**
composte da:					
- attività destinate alla vendita		18		295	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita				(59)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**65.025**		**59.362**
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			**47.900**		**51.073**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.518		25.865
- passività finanziarie a lungo termine		18.910		20.082	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.156		3.601	
- passività finanziarie a breve termine		2.452		2.182	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(5.994)		(10.836)
Titoli held-for-trading			(6.760)		(6.552)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		(287)		(188)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			**11.477**		**8.289**
Passività per beni in leasing, composti da:			5.648		
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.759			
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		889			
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16[a]			**17.125**		**8.289**
COPERTURE			**65.025**		**59.362**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 19 al Bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2019		2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		**155**		**4.137**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		10.480		7.657
- ammortamenti	8.106		6.988	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	2.188		866	
- radiazioni	300		100	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	88		68	
- altre variazioni	(179)		(474)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(23)		109	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(170)		(474)
Dividendi, interessi e imposte		6.224		6.168
- dividendi	(247)		(231)	
- interessi attivi	(147)		(185)	
- interessi passivi	1.027		614	
- imposte sul reddito	5.591		5.970	
Variazioni del capitale di esercizio		366		1.632
- rimanenze	(200)		15	
- crediti commerciali	1.023		334	
- debiti commerciali	(940)		642	
- fondi per rischi e oneri	272		(238)	
- altre attività e passività	211		879	
Dividendi incassati da partecipate		1.346		275
Imposte pagate		(5.068)		(5.226)
Interessi (pagati) incassati		(941)		(522)
- interessi incassati	88		87	
- interessi pagati	(1.029)		(609)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**12.392**		**13.647**
Investimenti		(8.376)		(9.119)
- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(8.065)		(8.778)	
- attività immateriali	(311)		(341)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(3.008)		(244)
- partecipazioni	(3.003)		(125)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(5)		(119)	
Dismissioni		504		1.242
- attività materiali	264		1.089	
- attività immateriali	17		5	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	187		(47)	
- imposte pagate sulle dismissioni	(3)			
- partecipazioni	39		195	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(254)		942
- investimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa	(8)		(8)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(229)		(358)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(307)		408	
- disinvestimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa	17		15	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività operativa	178		279	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	95		606	
Free cash flow		**1.258**		**6.468**

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2019		2018	
(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**1.258**		**6.468**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(279)		(357)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(279)		(357)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.540)		320
- assunzione di debiti finanziari non correnti	1.811		3.790	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.512)		(2.757)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	161		(713)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)		
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.424)		(2.957)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi	(1)			
- acquisto di azioni proprie	(400)			
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(1)			
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(3.018)		(2.954)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(4)		(3)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		1		18
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	8		18	
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(7)			
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		**(4.861)**		**3.492**

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

CONTO ECONOMICO

I valori economici, patrimoniali e finanziari del bilancio 2019 recepiscono gli effetti dell'IFRS 16 sulla contabilizzazione dei lease. Come consentito dal principio stesso i dati dell'esercizio posto a confronto non sono stati oggetto di rideterminazione; pertanto per consentire una analisi su basi omogenee gli effetti del nuovo principio sono evidenziati nel commento dei singoli valori influenzati e complessivamente nel prospetto indicato al paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio di esercizio.

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	28.496	31.795	28.984	(3.299)
Altri ricavi e proventi	430	331	2.316	99
Costi operativi	(28.785)	(31.776)	(28.517)	2.991
Altri proventi (oneri) operativi	112	113	(239)	(1)
Ammortamenti	(1.137)	(635)	(727)	(502)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.144)	(13)	(111)	(1.131)
Radiazioni	(2)	(1)	(5)	(1)
Risultato operativo	**(2.030)**	**(186)**	**1.701**	**(1.844)**
Proventi (oneri) finanziari netti	(279)	(327)	(646)	48
Proventi (oneri) su partecipazioni	5.677	3.689	2.702	1.988
Utile prima delle imposte	**3.368**	**3.176**	**3.757**	**192**
Imposte sul reddito	(390)	(3)	(171)	(387)
Utile netto	**2.978**	**3.173**	**3.586**	**(195)**

L'**utile netto** di €2.978 milioni si riduce di €195 milioni rispetto all'esercizio precedente. La riduzione dell'utile operativo di €1.844 milioni e i maggiori oneri di imposta (€387 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€1.988 milioni) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate. Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business E&P (€1.033 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti; (ii) alla linea di business G&P (€623 milioni) per effetto dei minori volumi commercializzati di gas e GNL sia in Italia sia all'estero e del livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018; (iii) alla linea di business R&M (€15 milioni) per effetto delle svalutazioni degli impianti operate a seguito principalmente dell'andamento dello scenario di raffinazione in parte compensato dalla valutazione delle scorte.
L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato: (i) un miglioramento di €9 milioni a livello di risultato operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, rilevati nella lease liability, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso (di seguito anche "right of use" o RoU) e dalla rilevazione di svalutazioni operate dalla R&M per €26 milioni; (ii) un peggioramento della gestione finanziaria di €77 milioni. Complessivamente, l'effetto sull'utile netto è un peggioramento di €63 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza dei canoni di leasing rilevati secondo il precedente principio contabile, prevalentemente, in modo lineare.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production	2.234	2.740	2.225	(506)
Gas & Power	11.946	14.648	14.331	(2.702)
Refining & Marketing	15.908	16.809	14.275	(901)
Corporate	921	877	864	44
Elisioni	(2.513)	(3.279)	(2.711)	766
	28.496	**31.795**	**28.984**	**(3.299)**

I **ricavi** Exploration & Production (€2.234 milioni) diminuiscono di €506 milioni, pari al 18,5%, a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi di vendita del gas e del greggio (-37% e -4% rispettivamente) e del decremento dei volumi di idrocarburi prodotti anche in relazione al declino naturale dei campi maturi, pari al 11,9%, equivalente a 5,5 milioni di boe.

I **ricavi** Gas & Power (€11.946 milioni) diminuiscono di €2.702 milioni, pari al 18,4%, a seguito principalmente dei minori volumi commercializzati di gas e GNL sia in Italia che all'estero e dal livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018.

I **ricavi** Refining & Marketing (€15.908 milioni) diminuiscono di €901 milioni, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente dell'andamento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I **ricavi** della Corporate (€921 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2018.

Risultato operativo

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production	(352)	681	2.164	(1.033)
Gas & Power	(722)	(99)	(304)	(623)
Refining & Marketing	(426)	(411)	329	(15)
Corporate	(513)	(444)	(479)	(69)
Eliminazione utili interni[a]	(17)	87	(9)	(104)
Risultato operativo	**(2.030)**	**(186)**	**1.701**	**(1.844)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il **risultato operativo** della Exploration & Production, negativo per €352 milioni, peggiora di €1.033 milioni a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi di vendita del gas e del greggio (-37% e -4% rispettivamente) e del decremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 11,9%, equivalente a 5,5 milioni di boe (€505 milioni) a causa del declino naturale dei giacimenti maturi, e delle maggiori svalutazioni operate sugli asset di Falconara e altri minori (€398 milioni).

Il **risultato operativo** della Gas & Power, negativo per €722 milioni, peggiora di €623 milioni a seguito principalmente: (i) dei minori margini GNL dovuti principalmente al deterioramento del mercato, principalmente in Far East; (ii) dei maggiori costi per rinegoziazioni su contratti long term.

Il **risultato operativo** della Refining & Marketing, negativo per €426 milioni, peggiora di €15 milioni a seguito essenzialmente degli impairment degli impianti che hanno interessato in particolare: (i) la raffineria di Sannazzaro a seguito della revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione e per effetto dell'aggiornamento dei costi operativi; questi effetti negativi sono stati in parte assorbiti dall'effetto economico positivo connesso con la rilevazione dell'indennizzo assicurativo relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto EST; (ii) gli investimenti di periodo relativi a cash generating unit interamente svalutate in precedenti reporting period per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. Tali effetti negativi sono in parte compensati dall'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi e della buona performance del marketing.

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Dividendi	6.623	4.851	3.061	1.772
Altri proventi	420	77	153	343
Totale proventi	**7.043**	**4.928**	**3.214**	**2.115**
Svalutazioni e perdite	(1.366)	(1.239)	(512)	(127)
	5.677	**3.689**	**2.702**	**1.988**

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€1.988 milioni) deriva essenzialmente dalla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

Imposte sul reddito

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
IRES	17	33	(10)	(16)
IRAP			(1)	
Addizionale Legge n. 7/09			(61)	
Imposte correnti	**17**	**33**	**(72)**	**(16)**
Imposte differite	9	4	(12)	5
Imposte anticipate	(409)	(38)	138	(371)
Imposte differite e anticipate	**(400)**	**(34)**	**126**	**(366)**
Totale imposte estere	**(8)**	**(5)**	**(311)**	**(3)**
Totale imposte sul reddito Eni SpA	**(391)**	**(6)**	**(257)**	**(385)**
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation	1	3	86	(2)
	(390)	**(3)**	**(171)**	**(387)**

Le imposte sul reddito, di €390 milioni, peggiorano di €387 milioni a seguito essenzialmente della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi.
La differenza dell'12,42% tra il tax rate effettivo (11,58%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 44,97%). Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 23,57%); (ii) dalle svalutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 6,74%); (iii) dalla minore perdita fiscale per imposte passati esercizi (con effetto sul tax rate del 2,94%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[1]

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

(€ milioni)	31.12.2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31.12.2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	7.483		7.579	(96)
Diritto di utilizzo beni in leasing	2.027	1.648		2.027
Attività immateriali	158		180	(22)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.413		1.200	213
Partecipazioni	42.535		41.914	621
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	4.311		2.199	2.112
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(201)		(178)	(23)
	57.726	**1.648**	**52.894**	**4.832**
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	1.664		1.324	340
Crediti commerciali	4.432		4.928	(496)
Debiti commerciali	(4.710)		(4.972)	262
Attività (passività) tributarie nette	582		734	(152)
Fondi per rischi e oneri	(4.309)	429	(3.860)	(449)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.308)		(600)	(708)
	(3.649)	**429**	**(2.446)**	**(1.203)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(376)**		**(370)**	**(6)**
Attività destinate alla vendita	**2**		**1**	**1**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**53.703**	**2.077**	**50.079**	**3.624**
Patrimonio netto	**41.636**		**42.615**	**(979)**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**9.410**		**7.464**	**1.946**
Passività per leasing	2.657	2.077		2.657
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**12.067**	**2.077**	**7.464**	**4.603**
COPERTURE	**53.703**	**2.077**	**50.079**	**3.624**

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2019 ammonta a €53.703 milioni con un aumento di €3.624 milioni rispetto al 31 dicembre 2018.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€57.726 milioni) aumenta di €4.832 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €2.112 milioni, in particolare per la concessione di finanziamenti alle società controllate Eni Finance International SA ed Eni gas e luce SpA; (ii) della rilevazione del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €2.027 milioni in applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in vigore a partire dal 1° gennaio 2019.

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €3.649 milioni, peggiora di €1.203 milioni per effetto essenzialmente: (i) della variazione negativa del fair value dei derivati (€667 milioni); (ii) dell'incremento dei fondi rischi e oneri (€449 milioni), in particolare del fondo abbandono e ripristino siti (€643 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione dei tassi di sconto utilizzati nel processo di attualizzazione parzialmente compensato dagli effetti dell'adozione dell'IFRS 16 che ha comportato la riclassifica a riduzione del valore del relativo ROU, al 1° gennaio 2019, del fondo contratto oneroso associato alla rilevazione di un right of use asset (€429 milioni).

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2018		**42.615**
Incremento per:		
Utile netto	2.978	
Variazione riserva piano incentivazione di lungo termine	9	
Differenze cambio da conversione Joint Operation	9	
		2.996
Decremento per:		
Acconto sul dividendo 2019	(1.542)	
Distribuzione saldo dividendo 2018	(1.476)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(545)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(12)	
		(3.975)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019		**41.636**

Le azioni proprie acquistate (€400 milioni) riguardano l'acquisto di n. 28.590.482 azioni operato in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2019, che prevedeva per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.943	25.683	(740)
Debiti finanziari a breve termine	*7.703*	*7.613*	*90*
Debiti finanziari a lungo termine	*17.240*	*18.070*	*(830)*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.752)	(9.654)	4.902
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.551)	(2.465)	(2.086)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6.230)	(6.100)	(130)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**9.410**	**7.464**	**1.946**
Passività per leasing	2.657		2.657
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**12.067**	**7.464**	**4.603**

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di €4.603 milioni è dovuto essenzialmente: (i) al flusso del capitale proprio (€3.418 milioni), in particolare per il pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2018 di €0,41 per azione (€1.476 milioni), il pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione (€1.542 milioni) e l'acquisto di azioni proprie (€400 milioni); (ii) all'applicazione dell'IFRS16 (€2.657 milioni); (iii) agli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€2.134 milioni); (iv) agli investimenti in partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€1.962 milioni); (v) agli investimenti tecnici (€1.136 milioni). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€6.465 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate; (ii) dalle dismissioni di asset (€529 milioni) in particolare per il rimborso del capitale di Eni Finance International SA (€298 milioni) e per la liquidazione di Eni Adfin SpA – in liquidazione (€202 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[2]

(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Utile netto	**2.978**	**3.173**	**(195)**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.222	1.883	1.339
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(12)	7
- dividendi, interessi e imposte	(5.844)	(4.510)	(1.334)
Variazione del capitale di esercizio	(131)	(83)	(48)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	6.245	4.462	1.783
Flusso di cassa netto da attività operativa	**6.465**	**4.913**	**1.552**
Investimenti tecnici	(1.136)	(1.038)	(98)
Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda	(1.962)	(743)	(1.219)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa	(2.134)	2.911	(5.045)
Dismissioni	529	39	490
Altre variazioni relative all'attività di investimento	20	11	9
Free cash flow	**1.782**	**6.093**	**(4.311)**
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.202)	(360)	(1.842)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(771)	661	(1.432)
Rimborso di passività per beni in leasing	(293)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.418)	(2.954)	(464)
FLUSSO DI CASSA NETTO	**(4.902)**	**3.440**	**(8.342)**

(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Free cash flow	**1.782**	**6.093**	**(4.311)**
Rimborso di passività per beni in leasing	(293)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.418)	(2.954)	(464)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(17)	(90)	73
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**(1.946)**	**3.049**	**(4.995)**
Effetti prima applicazione IFRS 16	(2.077)		(2.077)
Rimborso di passività per beni in leasing	293		293
Accensioni del periodo e altre variazioni	(873)		(873)
Variazione passività per beni in leasing	**(2.657)**		**(2.657)**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**(4.603)**	**3.049**	**(7.652)**

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	451	449	2
Refining & Marketing	639	526	113
Corporate	46	63	(17)
Investimenti tecnici	**1.136**	**1.038**	**98**

(2) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	**Riferimento alle note al Bilancio di esercizio**	**31 dicembre 2019**		31 dicembre 2018	
		Valori da schema legale	**Valori da schema riclassificato**	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			7.483		7.579
Diritto di utilizzo beni in leasing			2.027		
Attività immateriali			158		180
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.413		1.200
Partecipazioni			42.535		41.914
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			4.311		2.199
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 16)	142		224	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	4.169		1.975	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(201)		(178)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 10)	3		3	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(204)		(181)	
Totale Capitale immobilizzato			**57.726**		**52.894**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.664		1.324
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		4.432		4.928
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(4.710)		(4.972)
Attività (passività) tributarie nette:			582		734
- passività per imposte sul reddito (correnti)		(3)		(2)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(848)		(787)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)		64		66	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	278		204	
- attività per imposte anticipate		993		1.169	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)		79		78	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	3		2	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	283		279	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 18)	(220)		(200)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)		(15)		(23)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(32)		(52)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.309)		(3.860)
Altre attività (passività) di esercizio:			(1.308)		(600)
- altri crediti	(vedi nota 7)	265		365	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	1.254		1.013	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	517		484	
- altri debiti	(vedi nota 18)	(411)		(279)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(2.217)		(1.448)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(716)		(735)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(3.649)**		**(2.446)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(376)**		**(370)**
Attività destinate alla vendita			**2**		**1**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**53.703**		**50.079**
Patrimonio netto			**41.636**		**42.615**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		17.240		18.070	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.081		3.178	
- passività finanziarie a breve termine		4.622		4.435	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		4.752		9.654	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4.551		2.465	
Attività finanziarie destinate al trading		6.230		6.100	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16			**9.410**		**7.464**
Passività per beni in leasing, composti da:					
- passività per beni in leasing a lungo termine		2.320			
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		337			
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing post IFRS16			**12.067**		**7.464**
COPERTURE			**53.703**		**50.079**

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2019		2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**2.978**		**3.173**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		3.222		1.883
- ammortamenti	1.137		635	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.144		13	
- radiazioni	2		1	
- effetto valutazione partecipazioni	947		1.162	
- differenze cambio da allineamento	11		4	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	(8)		63	
- remeasurement delle passività per leasing	(3)			
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(8)		5	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(5)		(12)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(5.844)		(4.510)
- dividendi	(6.623)		(4.851)	
- interessi attivi	(222)		(162)	
- interessi passivi	611		500	
- imposte sul reddito	390		3	
Variazione del capitale di esercizio		(131)		(83)
- rimanenze	(553)		119	
- crediti commerciali	500		144	
- debiti commerciali	(246)		(238)	
- fondi per rischi ed oneri	267		121	
- altre attività e passività	(99)		(229)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		6.245		4.462
- dividendi incassati	6.623		4.851	
- interessi incassati	212		158	
- interessi pagati	(588)		(492)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2)		(55)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**6.465**		**4.913**
Investimenti tecnici:		(1.136)		(1.038)
- immobilizzazioni materiali	(1.109)		(1.003)	
- immobilizzazioni immateriali	(27)		(35)	
Investimenti in partecipazioni		(1.962)		(743)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa:		(2.134)		2.910
- crediti finanziari strumentali	(2.134)		2.907	
- Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			3	
Titoli strumentali all'attività operativa				1
Dismissioni:		529		39
- immobilizzazioni materiali	8		14	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	521		25	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		20		11
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	20		11	
Free cash flow		**1.782**		**6.093**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività:		(2.202)		(360)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.202)		(360)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(771)		661
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(958)		378	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	187		283	
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.418)		(2.954)
- dividendi pagati	(3.018)		(2.954)	
- acquisto azioni proprie	(400)			
Flusso di cassa netto di periodo		**(4.902)**		**3.440**

Fattori di rischio e incertezza

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi di carattere strategico, commerciale e regolatorio ai quali è esposto il Gruppo nella gestione ordinaria del business. In considerazione delle attività svolte, il Gruppo è esposto al rischio finanziario cioè il rischio che trend sfavorevoli nei prezzi delle commodity, nei tassi di cambio e nei tassi di interesse possano determinare perdite di valore degli asset o riduzioni dei flussi di cassa attesi. Il Gruppo è esposto al rischio liquidità, cioè il rischio di ridotta capacità di accesso al mercato del credito in un momento in cui l'Azienda non disponga di sufficiente liquidità per adempiere le obbligazioni in scadenza, che potrebbe comportare conseguenze avverse significative sui risultati e sul business, nonché il rischio di default delle controparti commerciali o finanziarie. Il rischio finanziario, di liquidità e quello controparte sono descritti in maniera più dettagliata alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato, alla quale si rinvia.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità. I principali fattori alla base dell'andamento del prezzo sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale di petrolio e i livelli mondiali di scorte e di spare capacity. Ogni volta che si determina un eccesso d'offerta, il prezzo del petrolio si indebolisce. La domanda mondiale di greggio è strettamente correlata al ciclo macroeconomico. Altri fattori che influenzano la domanda sono la crescita demografica e il miglioramento degli standard di vita, i prezzi e la disponibilità di fonti alternative di energia (i.e., nucleare e rinnovabili), i progressi tecnologici che incidono sull'efficienza energetica, le iniziative che sono state adottate o pianificate dai Governi di tutto il mondo per combattere il global warming, inclusi la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di petrolio o cambiamenti nelle preferenze dei consumatori. La spinta a limitare le emissioni globali di GHG e la transizione energetica verso un'economia low carbon, ampiamente considerati trend irreversibili, potranno determinare nel lungo termine una minore domanda di greggio (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change). Inoltre, la domanda di petrolio è soggetta a tutta una serie di eventi imprevedibili, quali tensioni geopolitiche, conflitti locali, terrorismo, atti di guerra, instabilità sociale, disordini civili diffusi, pandemie che potrebbero intaccare la fiducia dei consumatori, la crescita economica e quindi la domanda globale di petrolio.

L'accordo OPEC+, che include i membri dell'OPEC ed altri importanti Paesi produttori come la Russia, il Kazakhstan e il Messico, controlla circa il 50% dell'offerta globale ed è in grado di esercitare una certa influenza sui prezzi del petrolio, che tuttavia è stata indebolita da alcuni anni a questa parte dalla rivoluzione del tight oil USA. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale all'interno del cartello, poiché si stima che possegga un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, possano avere un grande impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni USA nei confronti di alcuni Paesi produttori, le crisi regionali quali ad esempio quelle in corso in Venezuela e Libia con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi metereologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

I prezzi del petrolio sono in un downtrend che dura ormai da circa sei anni, durante il quale hanno perso oltre due terzi del loro valore (dal picco di 110 $/barile registrato nella prima metà del 2014 ai valori correnti inferiori ai 30 $/barile). Il principale driver di tale declino è stata l'oversupply del mercato petrolifero, determinata dalla straordinaria crescita delle produzioni USA di tight oil anche a seguito della necessità degli independent producer USA di rientrare dei cospicui investimenti iniziali, che ha coinciso con un periodo di livellamento nella crescita della domanda globale di greggio. Nel primo trimestre 2020, questi sviluppi sono stati amplificati dal crollo della domanda dovuto alla diffusione del COVID-19 e dalle incertezze circa la volontà dell'OPEC+ di continuare a sostenere i prezzi.

Nel 2019 la quotazione media Brent è stata di circa 64 $/barile con una flessione di circa il 10% rispetto al 2018, con andamenti altalenanti. Nella prima parte dell'esercizio, i prezzi registrano una certa ripresa dopo la correzione del quarto trimestre 2018 con un minimo a 50 $/barile, sostenuta dalla buona dinamica dell'economia mondiale, dai tagli produttivi concordati dall'accordo OPEC+ e dalle sanzioni USA nei confronti di Venezuela e Iran. Il prezzo del benchmark Brent raggiunge 75 $/barile nel mese di aprile. A maggio, il mercato petrolifero entra in un nuovo downturn e il prezzo del Brent perde in pochi mesi oltre 15 $/barile fino al minimo di agosto al di sotto dei 60 $/barile, a causa del rallentamento dell'economia e del commercio internazionale, innescato dall'escalation della disputa commerciale tra USA e Cina, e dal ritorno dell'oversupply. In tale contesto, l'attacco terroristico di settembre alle installazioni produttive dell'Arabia Saudita che provoca una perdita di output senza precedenti nella storia in occasione di altre situazioni di crisi nel Golfo (circa 6 milioni di barili di capacità messi fuori uso dall'attacco) determina solo una temporanea disruption nei mercati, che sono in grado di assorbire l'evento grazie all'abbondanza dell'offerta. A fine 2019/inizio 2020, i prezzi del petrolio tentano una nuova ripresa grazie alla decisione dell'OPEC+ di incrementare i tagli produttivi di 500 mila barili/giorno a 1,7 milioni fino a marzo 2020, con l'ulteriore impegno dell'Arabia Saudita di limare la propria "production quota" di ulteriori 400 mila barili/giorno, nonché al riemergere di tensioni geopolitiche nel Golfo e alla "de-escalation" delle tensioni commerciali USA-Cina. Tuttavia, dopo aver toccato i 65 $/barile nel gennaio 2020, il prezzo del petrolio Brent registra una drammatica flessione a causa prima di uno shock della domanda indotto dalla diffusione su scala globale del virus pandemico COVID-19, poi a inizio marzo uno shock lato offerta dovuto al mancato accordo tra i membri dell'OPEC+ su ulteriori tagli produttivi, innescando incertezze sulla volontà del Cartello di continuare a sostenere i prezzi. A causa di questi sviluppi, il prezzo del Brent ha perso in due mesi oltre il 50% del valore toccando valori inferiori a 30 $/barile (v. paragrafo successivo per un'informativa completa sui rischi emergenti 2020). Lo scenario 2020 si presenta pertanto estremamente volatile e complesso.

La situazione di oversupply assume connotazioni drammatiche nel mercato del gas naturale, come evidenzia il crollo del prezzo della commodity in tutte le principali geografie (Henry Hub, il riferimento USA, -19%, PSV Italia -34%, TTF spot Europa -42%). I fattori alla base della debolezza del gas sono la drastica flessione delle importazioni di GNL da parte delle principali economie asiatiche, in particolare Cina, Giappone e Corea del Sud per effetto del rallentamento dell'attività e della ripresa del nucleare, le temperature globali miti, l'eccesso di produzione di gas associato in USA, lo start-up di mega progetti GNL che favoriscono la liquidità e la connessione dei mercati del gas, nonché il livello delle scorte ai massimi storici.

Dopo il rallentamento registrato nel 2019 dovuto alla debolezza del ciclo economico, con un incremento inferiore al milione di barili/giorno, il management Eni prevede, in linea con il consensus di mercato, una ripresa della domanda globale di petrolio a medio termine, nell'ipotesi di esaurimento a breve degli effetti della malattia pandemica in corso. La previsione Eni post 2020 indica un livello di crescita medio di circa un milione di barili/giorno, ipotizzando una moderata dinamica dell'attività economica. L'offerta globale di greggio dovrebbe scontare una dinamica più cauta considerando il sempre maggiore focus delle oil companies sulla disciplina finanziaria, la previsione di rallentamento della crescita delle produzioni unconventional USA, nonché il ritorno dell'OPEC+ al ruolo di stabilizzatore del mercato. Sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato, valutati i rischi di ulteriore rallentamento dell'economia mondiale, i fattori geopolitici e le incertezze associate con gli sviluppi della disputa commerciale tra USA e Cina e della Brexit, e considerate le previsioni fatte da analisti finanziari e istituti specializzati, il management ha ritenuto di confermare l'assunzione di prezzo long term a 70 $/barile per il riferimento Brent in moneta reale 2022 (inflazione di lungo termine 2%), in linea con quella utilizzata nella valutazione della recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà Oil & Gas del bilancio 2018.
I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).
Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che per ogni variazione di -/+ 1 $/barile del prezzo del Brent rispetto alla previsione Eni per il 2020 ed assumendo prezzi del gas spot invariati, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisce/aumenta di circa €0,15 miliardi.
Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Company di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri committment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste valutazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, di rinviare o di rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni.

Al 31 dicembre 2019 i volumi di riserve certe dell'Eni erano di 7,27 miliardi di boe e il NPV a criteri US SEC era di €51 miliardi, entrambi determinati sulla base di un prezzo di riferimento del Brent di 63 $/barile quale parametro di valutazione dell'economicità delle riserve e di valutazione dei flussi di cassa futuri associati alla loro vendita. Considerato il deterioramento dello scenario petrolifero registrato nel primo trimestre 2020, qualora i prezzi di riferimento a fine 2020 dovessero risultare in linea con i valori del primo trimestre Eni si troverebbe nelle condizioni di dover registrare significative revisioni negative di riserve poiché non più economiche in un tale tipo di scenario, nonché una significativa riduzione del loro valore attuale netto.

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente i nostri investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi geopolitici; e (v) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il nostro cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti, mentre il piano di buy-back dell'azione è attuato solo in presenza di condizioni di mercato/livello di indebitamento favorevoli (Brent non inferiore a 60 $/barile e leverage ante IFRS 16 stabilmente sotto 0,2). Alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale, Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere agli obiettivi di: (i) far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario e restrizioni nell'accesso al mercato dei ca-

pitali); e (ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio e l'esposizione di Eni al rischio commodity, il management conferma un approccio prudenziale nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Il programma d'investimenti per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi mantiene una significativa quota "uncommitted' consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Per il 2020, Eni prevede un livello di spending di circa €4 miliardi. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione di idrocarburi pari a circa il 3,5%, in media nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management farà leva in particolare sull'approccio modulare nella realizzazione dei grandi progetti e sulla riduzione del capitale inattivo attraverso l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve. Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto sulle produzioni sostanzialmente nullo nel 2019 rispetto al 2018 a seguito di un contesto di scenario marcatamente volatile che ha comportato prezzi di realizzo sensibilmente diversi rispetto alla media Brent del periodo nonché ad una situazione congiunturale dello scenario prezzi gas i cui marker di riferimento in alcuni casi asseriscono a lassi temporali precedenti il periodo in esame.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle. Nel 2019 i risultati dei business raffinazione e chimica sono stati penalizzati dalla debolezza dei mercati di sbocco dei prodotti, in particolare in Europa a causa della minore crescita e del clima d'incertezza dovuto alla disputa commerciale USA-Cina che ha indotto gli utilizzatori di commodity ad attuare politiche di "destocking", eccesso di capacità e pressione competitiva da parte di prodotti più convenienti. Durante le fasi di minore crescita economica, le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene) sono esposte alla competizione da parte dei produttori del Medio Oriente e USA che sono avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive (in termini di prossimità o di prezzo come nel caso di produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questi business rimarrà sfidante a causa delle incertezze macroeconomiche e delle attese di nuovi investimenti di espansione della capacità nella raffinazione e nella petrolchimica di base su scala globale. Inoltre le raffinerie Eni dotate di elevata capacità di conversione sono esposte al rischio di contrazione del differenziale dei greggi pesanti vs. Brent che riduce il premio "complexity", cioè il vantaggio di cui beneficiano tali tipi di impianti in grado di ottenere prodotti pregiati dai greggi "heavy/sour" (cioè a elevato contenuto di zolfo/elevata resa d'olio combustibile) che quotano tipicamente a sconto rispetto al Brent. In particolari situazioni di mercato può accadere che tale sconto si riduca in maniera significativa come è accaduto nel corso del 2019 a causa della carenza d'offerta "heavy" dovuta ai tagli produttivi dell'OPEC, alle sanzioni USA nei confronti dell'Iran e alla flessione della produzione venezuelana. Il management prevede che tale trend possa rappresentare un fattore di rischio per i risultati del business raffinazione a medio termine.

Il business della chimica Eni ha registrato risultati negativi nel 2019 a causa del perdurante downcycle del settore che in aggiunta ai fattori macro citati in precedenza (rallentamento macroeconomico, overcapacity, pressione competitiva) è stato particolarmente penalizzato dal rallentamento dell'automotive e dalla minore richiesta di mercato di "single-use plastics" in funzione dei provvedimenti restrittivi adottati in Europa per la tutela dell'ambiente, di cui è prevedibile un ramp-up in futuro. Il management prevede che tale downcycle possa estendersi nel 2020 e oltre. In tale ambito, il recupero di redditività di Versalis è legato all'efficace ed efficiente esecuzione del piano di riposizionamento strategico definito dal management con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei business commodity caratterizzati da deboli fondamentali a beneficio dei business specialties, caratterizzate da migliori margini e maggiore stabilità e dallo sviluppo del business della chimica da fonti rinnovabili.

IMPATTO DELLA DIFFUSIONE PANDEMICA DEL VIRUS COVID-19 E ALTRI SVILUPPI NEL MERCATO PETROLIFERO.

Nel gennaio 2020 l'inizio di una malattia pandemica, nota come COVID-19, e la successiva rapida diffusione in un numero crescente di nazioni di tutto il mondo ha innescato una profonda correzione nei prezzi del petrolio e delle altre commodity energetiche a causa dell'improvvisa caduta dei consumi in funzione dei provvedimenti via via sempre più severi adottati dai governi per contenere l'epidemia con pesanti ripercussioni sull'attività produttiva. Nei primi giorni di marzo si sono concluse senza esito le discussioni all'interno del cartello OPEC+ sulla possibilità di ulteriori tagli produttivi richiesti da alcuni paesi membri per reagire agli effetti prodotti dal COVID-19. Questi eventi hanno causato il crollo del prezzo del petrolio, che pure aveva iniziato l'anno su di un trend sostenuto, con il prezzo del riferimento Brent che perde in questo periodo oltre il 50% del valore rispetto ai 65 $/barile registrati nella prima parte di gennaio prima dell'inizio della diffusione pandemica; tuttavia, il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2020 pari a circa 51 $/barile evidenzia una variazione molto più contenuta rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (-20% circa). Anche il prezzo spot del gas al punto virtuale di scambio italiano "PSV", principale riferimento per le

vendite del gas equity, è diminuito in questo periodo, registrando un valore medio di 3,7 $/mmBTU, con una riduzione di circa il 50% rispetto al primo trimestre 2019.

Qualora questi eventi si prolunghino oltre il breve periodo potrebbero causare una caduta prolungata dei consumi e dei prezzi energetici con conseguenze negative "materiali" sui risultati economici, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'intero settore oil&gas, già alle prese con fondamentali sfidanti a causa del persistente eccesso d'offerta e dei rischi legati al cambiamento climatico e alla transizione verso un'economia low carbon.

Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che per ogni variazione di +/- 1 $/barile del prezzo del Brent rispetto alla previsione Eni per il 2020, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisca/aumenti di circa €150 milioni, mentre una variazione del +/- 1 $/mmBTU nel prezzo del gas PSV determina un impatto positivo/negativo di €235 milioni rispetto al nostro piano finanziario.

L'andamento a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe provocare una recessione globale con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ abbandonasse effettivamente la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti negativi significativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

Tuttavia la Compagnia grazie alle azioni intraprese in questi anni per aumentarne la resilienza allo scenario può far leva su una solida posizione finanziaria e su di un modello di business in grado di attenuare ogni downturn. Grazie all'esplorazione di successo a costi competitivi, la riduzione del timo-to-market delle riserve, l'approccio allo sviluppo dei progetti per fasi e nell'ottica design-to-cost che privilegia sviluppi in contesti semplici e convenzionali con costi più contenuti e infine al continuo controllo delle spese operative, la Compagnia è in grado di resistere a una contrazione dello scenario come quella attuale in virtù del ridotto break-even dei progetti in corso che assicureranno redditività e crescita a breve-medio termine. Inoltre la Compagnia mantiene un elevato grado di flessibilità finanziaria e dispone di riserve di liquidità per far fronte a eventi imprevisti e a significative contrazioni dello scenario. Abbiamo istituito una riserva di liquidità strategica che consiste di asset prontamente realizzabili quali titoli di stato e obbligazioni corporate investment grade dell'ammontare complessivo di circa €6,8 miliardi e possiamo contare su disponibilità liquide ed equivalenti immediate per ulteriori €6 miliardi in grado di attenuare l'impatto di un downturn dei prezzi, anche di notevoli proporzioni. Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. I principali impegni finanziari previsti per il 2020 includono il rimborso delle quote in scadenza dei prestiti obbligazionari per €3,2 miliardi, l'esposizione a breve verso il sistema creditizio di €2,45 miliardi e gli impegni contrattuali di acquisto del gas nell'ambito delle forniture long-term che prevedono il pagamento di un ammontare minimo anche in assenza di ritiri di gas (clausola take-or-pay) dell'ammontare di €8 miliardi allo scenario di budget.

Eni ha in corso la valutazione degli effetti di tali sviluppi sullo scenario petrolifero e delle azioni gestionali per attenuarne l'impatto. Le nuove assunzioni di scenario e gestionali e le conseguenti ricadute, al momento non ancora determinabili, sulle valutazioni di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse dell'Eni saranno riflesse nei futuri reporting period.

A oggi, in risposta alla forte riduzione dei prezzi delle commodity e ai vincoli prevedibili derivati dalla pandemia di COVID-19, il management ha rivisto lo scenario dei prezzi del petrolio e il programma degli investimenti per gli anni 2020 e 2021. In particolare, le previsioni sul prezzo Brent sono state ridotte rispettivamente a 40-45 $/barile per il 2020 e 50-55 $/barile per il 2021. Nel 2020 Eni ridurrà gli investimenti di circa €2 miliardi, pari al 25% del totale previsto nel budget originario e i costi operativi di circa €400 milioni. Per il 2021, si prevede una riduzione degli investimenti di circa €2,5-3 miliardi, pari al 30-35% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano.
I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata. Per effetto di questa manovra e dello scenario particolarmente depresso, la produzione nel 2020 è prevista tra 1,8 e 1,84 milioni di barili di olio equivalente al giorno e rimarrà invariata l'anno successivo.
Infine, la Compagnia ha ritirato la proposta di acquisto di azioni proprie 2020 per un valore pari a €400 milioni indirizzata alla prossima Assemblea del 13 maggio. La proposta sarà riconsiderata nel momento in cui la previsione del prezzo Brent per l'anno di riferimento, parametro per la decisione di attivazione del piano di buy-back, tornerà a essere almeno uguale a 60 $/barile.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2019 circa l'81% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale, Sud-Est asiatico e America Centro-Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

Attualmente Eni è esposta a rischi geopolitici e di instabilità finanziaria in alcuni importanti Paesi di presenza, quali Venezuela, Nigeria, Egitto e Libia.

Il Venezuela è in una condizione di stress finanziario dovuto alla contrazione delle entrate petrolifere, acuita dalle sanzioni statunitensi che hanno limitato l'accesso del Paese ai mercati finanziari e hanno imposto restrizioni nei confronti della società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA"). Le misure restrittive citate e la mancanza di risorse finanziarie hanno ridotto in misura significativa la capacità del Paese di investire nei progetti petroliferi con la conseguente caduta dei livelli produttivi.
Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in due grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e il campo ad olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima società i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, in regime di "Empresa Mixta". L'esposizione Eni nelle due iniziative petrolifere ammonta a circa $1,3 miliardi, compresi i crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel corso del 2019 è stata incassata una percentuale di fatturato per le forniture correnti di gas a PDVSA coerente con le assunzioni del management ai fini della stima dell'expected loss dei crediti commerciali venezuelani su cui si basa la valutazione di recuperabilità del capitale investito da Eni nel progetto. Pertanto il rischio controparte relativo al Venezuela si è mantenuto stabile rispetto alle assunzioni del precedente bilancio.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario che si riflette nelle difficoltà della compagnia petrolifera di Stato NNPC e di altri operatori locali nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti di sviluppo operati di Eni. Nonostante l'elevato rischio controparte, il piano concordato con NNPC per il rientro dei crediti scaduti mediante pagamenti in natura, cioè a valere sulla quota di profit oil di NNPC in progetti minerari incrementali a contenuto rischio minerario operati da Eni, sta procedendo in linea con le aspettative del management. Un analogo meccanismo di "securitization" è stato concordato con un partner privato locale sia per il recupero di crediti scaduti sia per il finanziamento della quota di capex del partner nelle attività di sviluppo pianificate.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

Per quanto riguarda l'Egitto, l'esposizione Eni verso il Paese è destinata a rimanere significativa nell'arco del prossimo quadriennio in relazione ai rilevanti volumi di gas equity forniti alle compagnie petrolifere di Stato, derivanti dal giacimento supergiant di Zohr, il cui ramp-up è terminato nel 2019, e dallo sviluppo di altri importanti progetti. Il grado di solvibilità di tali controparti, pur migliorato, rimane a rischio elevato.

La performance dell'economia egiziana resta la fonte di maggiore incertezza per la stabilità del quadro politico-istituzionale del Paese nel breve-medio periodo. Eni continuerà pertanto a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerato il livello di esposizione.

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale, noto come "Primavera Araba", che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2011 e nel cambio del regime di allora, a seguito dei quali Eni fu costretta a interrompere per quasi un anno le attività petrolifere nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2011 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile e un quadro socio-politico frammentato e instabile a causa del fallimento del processo di pacificazione interno, che ha comportato per Eni frequenti rischi per la sicurezza delle persone e degli asset e per la continuità delle attività con conseguenti numerose perdite temporanee di produzione. Dalla seconda metà del 2018 si è assistito ad un nuovo riacutizzarsi delle tensioni interne sfociate nella ripresa della guerra civile nell'aprile 2019 con scontri armati nell'area di Tripoli. Il quadro corrente si presenta incerto e volatile anche a causa del fallimento dei tentativi della comunità internazionale di arrivare a una tregua nelle ostilità tra le fazioni contrapposte. Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Nonostante il difficile contesto operativo, nel corso del 2019 le attività petrolifere Eni hanno marciato con regolarità e in linea con i piani aziendali conseguendo il pieno ramp-up degli upgrading realizzati nel 2018/2019 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2). Il management ritiene comunque che la situazione politica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro, anche alla luce dei più recenti accadimenti che hanno determinato il blocco dei terminali di esportazione della Cirenaica e la fermata di buona parte della produzione di petrolio con ricadute sull'operatività del giacimento Eni di Elephant. Alla data di bilancio la Libia rappresenta il 15,5% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi a partire dal 2020 e nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Altro Paese dove si sono verificati nel passato recente episodi di disruption è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti,

attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società, in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, con ricadute negative sulla continuità produttiva.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come potrebbero essere quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2020-2023 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 66 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

L'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea del 31 gennaio 2020 pone fine a un periodo di forte incertezza politica. Durante il periodo di transizione (che finirà il 31 dicembre 2020 e difficilmente sarà prorogato) l'impatto della Brexit sul business sarà piuttosto limitato, in quanto il Regno Unito rimarrà nel mercato unico. Nel corso del 2020, Londra porterà avanti i negoziati con l'UE, per definire i rapporti commerciali futuri. Tuttavia, visti i tempi stretti e la complessità delle trattative, permane il rischio che l'accordo commerciale raggiunto alla fine del periodo transitorio sarà poco chiaro e limitato ad alcuni settori, creando barriere commerciali (sia tariffarie che non-tariffarie) e portando ad un crescente disallineamento regolatorio in futuro. Inoltre, ulteriori dazi e imposte potrebbero influire negativamente sulla domanda di alcuni dei nostri prodotti. L'eventualità di possibili ritardi e di una minore domanda, in combinazione con un possibile deterioramento delle condizioni macroeconomiche sia nell'UE che nel Regno Unito, potrebbe avere effetti negativi materiali sul nostro reddito e sul flusso di cassa.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

Le aziende del settore energetico e in particolare quelle che operano anche nella filiera dei combustibili fossili sono chiamate a valutare e gestire i rischi connessi al cambiamento climatico rispetto ai quali si rileva una crescente sensibilità dell'opinione pubblica, della comunità finanziaria e dei Governi di tutto il mondo.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21, centonovantacinque Paesi di tutto il mondo hanno adottato l'Accordo di Parigi che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici con l'obiettivo di mantenere l'aumento medio della temperatura terrestre a fine secolo ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali.

Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha indicato nel limite di 1,5 °C il tetto massimo di innalzamento della temperatura del globo al fine di evitare conseguenze irreversibili sugli ecosistemi e sulla diversità biologica, richiedendo un'accelerazione nei tempi e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi.

In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteoclimatici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di strumenti su vasta scala potrebbe comportare un aumento dei costi e un rischio di asimmetrie che potrebbero creare penalizzazioni in determinate regioni rispetto ad altre. In particolare, un numero crescente di Governi sta annunciando la revisione degli obiettivi al 2030 e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando la volontà di supportare soluzioni energetiche a basso contenuto di carbonio. In particolare, in attuazione del nuovo Green Deal approvato a gennaio 2020 l'Unione Europea si è data l'obiettivo di presentare la nuova "legge europea sul clima" che mira al raggiungimento della neutralità carbonica al 2050. Tale provvedimento potrebbe comportare anche l'aggiornamento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni per il 2030, portandolo dall'attuale 40% ad almeno il 50%-55% rispetto ai livelli del 1990. A tal proposito, entro giugno 2021 verranno riviste tutte misure legislative rilevanti in materia di emission trading scheme, rinnovabili, efficienza energetica e fiscalità energetica.

Negli strumenti normativi rientrano anche i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zone di libero scambio[1], considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO_2 minimizzando il costo per la collettività. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nell'open market, una volta superato il limite dell'assegnazione gratuita di quote stabilita su base regolatoria[2]. In alcuni ambiti operativi il Gruppo è soggetto a veri e propri meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. Tali one-

(1) Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale, già implementati o in fase di implementazione, coprono circa il 20% delle emissioni mondiali di GHG.
(2) Nel 2019 Eni ha registrato un deficit di quote pari a 11,57 milioni di tonnellate.

ri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la Compagnia prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring gas da processo e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel Piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Le evoluzioni normative in materia di biocarburanti, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per la produzione, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare e quelli in grado di garantire livelli di saving di GHG sempre più elevati rispetto al combustibile fossile di riferimento. Attualmente il business R&M ha convertito un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie, in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili, con la flessibilità di lavorare quantitativi crescenti di cariche advanced e "double counting" non in competizione con la filiera alimentare e a minori emissioni lungo tutta la supply chain. Inoltre Eni a partire dal 2023 prevede il phase out dall'utilizzo dell'olio di palma come feedstock delle sue bioraffinerie. Analoghe considerazioni sull'attenzione alla sostenibilità dei feedstock valgono per il business della Chimica, che sta attuando un piano di conversione di una parte dei propri siti per la produzione di materie plastiche e specialties a partire da materiali di origine vegetale.

Il **driver reputazionale** del rischio climate change è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società Oil & Gas siano tra i principali responsabili del cambiamento climatico a causa delle emissioni dirette e indirette dovute alla produzione e all'utilizzo dei prodotti petroliferi. Numerose istituzioni finanziarie hanno annunciato di ridurre progressivamente l'erogazione di fondi per il finanziamento di progetti petroliferi e alcuni fondi d'investimento hanno annunciato l'intenzione di disinvestire dalle società upstream. Qualora tale trend si consolidasse, Eni potrebbe trovare difficoltà nell'accedere al mercato dei capitali e del credito. Inoltre alcuni Governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per gli effetti e i costi connessi al climate change. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente su questi temi che rappresentano parte integrante della propria strategia. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità promuovendo iniziative sui temi di governance, campagne mirate di comunicazione, partnership internazionali, dialogo con gli investitori.

Per quanto riguarda i **driver scenario di mercato e tecnologico**, su un orizzonte temporale di medio-lungo termine è prevedibile che il mix energetico cambi a favore di fonti low carbon e che la domanda di idrocarburi sia influenzata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) e da breakthrough tecnologici quali quelli nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili o nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV – electric vehicles) con conseguenze rilevanti sulle performance del settore Oil & Gas che si troverebbe ad operare in un mercato più competitivo e in contrazione.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata da parte della comunità scientifica al fenomeno di surriscaldamento globale. In funzione della localizzazione geografica, eventi metereologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. L'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di rischio. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

La strategia di evoluzione disegnata da Eni nel medio-lungo termine per cogliere le opportunità offerte dalla transizione energetica contribuisce a mitigare i rischi connessi al climate change, perché avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo.

Per approfondimento si rimanda al capitolo "Strategia" e al paragrafo "Neutralità carbonica nel lungo termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e guidare la sua evoluzione verso uno scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi e il rischio di riserve "stranded", nonché cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita del gas naturale e delle rinnovabili.

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

La redditività dei principali nuovi progetti d'investimento è sottoposta a una sensitivity al carbon pricing utilizzando due set di assunzioni: (i) scenario prezzi idrocarburi e costo CO_2 di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO_2 utilizzati nello scenario IEA SDS. L'analisi condotta a fine 2019 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

Il test di valutazione della recuperabilità dei valori di libro delle proprietà Oil & Gas di Eni recepisce dal 2019 gli impegni del Gruppo a sviluppare i progetti di forestry, una delle linee d'azio-

ne della strategia di decarbonizzazione Eni, con l'avvio nel 2019 della partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1") del settore Exploration & Production ai fini della neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi del settore Exploration & Production e la loro recuperabilità è stata valutata con riferimento all'intero settore Exploration & Production considerato come un'unica Cash Generating Unit (CGU). Al netto di tali costi proiettati fino alla fine della vita residua delle riserve l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test si riduce del 2%.

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS, che è considerato lo scenario di riferimento per tracciare un percorso di decarbonizzazione che traguarda il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: accesso universale all'energia, riduzione dell'impatto dell'inquinamento locale e lotta al cambiamento climatico, compresi i target dell'Accordo di Parigi. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS ipotizza un picco delle emissioni globali entro il 2025, un declino medio annuo di circa il 4% fino al 2050 e zero emissioni nette al 2070. In questo scenario, la domanda energetica mondiale, nonostante i vincoli dettati dalla continua crescita economica e dal conseguimento dell'accesso universale al 2030, registra un leggero declino. Entro il 2040 l'energia eolica e solare diventano le fonti principali di generazione elettrica; la domanda petrolifera mondiale dopo aver raggiunto il picco prima del 2025 scende a circa 50 milioni di barili/giorno al 2050 (rispetto ai circa 100 milioni attuali) con una flessione media annua del 2%, mentre la domanda di gas rimane intorno ai 4.000 miliardi di metri cubi (sostanzialmente in linea con il livello corrente) fino al 2040.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 62 $/barile al 2030 in termini reali 2018 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei Paesi membri) e strutturalmente inferiore ai 60 $/barile successivamente, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto rimanere stabile rispetto ai valori correnti. Lo scenario SDS del petrolio assume una curva prezzo nel lungo termine moderatamente inferiore a quella Eni (ad esempio nel 2040 la previsione SDS è circa il 10% inferiore a quella Eni) mentre i prezzi gas nello scenario SDS risultano leggermente superiori a quelli dello scenario Eni. Il prezzo della CO_2 registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon arrivando in termini reali al 2018 fino a 140 $/tonnellate al 2040, attestandosi nel medio-lungo termine su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto tutte le CGU del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36 ad analisi di sensitività per verificarne la tenuta del valore di libro adottando lo scenario IEA SDS del WEO 2019. Tale stress test evidenzia la tenuta complessiva dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione del fair value del 7% ipotizzando l'indeducibilità dei costi delle emissioni di CO_2, ovvero del 2% in caso di riconoscimento nel cost oil e ai fini della determinazione del reddito imponibile.

Inoltre, considerati i seguenti fattori: (i) la maggiore volatilità del prezzo del petrolio sempre più esposto ai rischi di portata globale; (ii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies; (iii) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi. Il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a diversi scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo che assume un prezzo long-term del petrolio Brent di 50 $/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 $/Mbtu flat, il management prevede che circa l'85% delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiate (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) dell'Eni saranno prodotte entro il 2035 e il 94% del loro valore attuale netto. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni valorizzate al conservativo scenario predetto è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia. Nel corso del 2019, le misure restrittive nei confronti del Venezuela sono state inasprite con l'inserimento, tra l'altro, di PDVSA nella Specially Designated Nationals and Blocked Persons List (cd. "SDN List") statunitense e, in un secondo momento, con l'estensione delle misure di "asset freeze" anche nei confronti dello stesso Governo Venezuelano e di tutte le società da esso, direttamente o indirettamente, possedute o controllate. Tali misure hanno richiesto attente valutazioni e la messa in atto di azioni specifiche, tra le quali evitare "US nexus" nelle operazioni a rischio per limitare l'esposizione a sanzioni statunitensi, al fine di consentire il prosieguo delle attività Eni nel Paese, nel rispetto della normativa applicabile. In estrema sintesi, tali sanzioni hanno avuto effetti diretti piuttosto limitati sulle attività di Eni nel Paese; più significativi gli effetti indiretti, soprattutto considerato il deterioramento indotto sulla situazione finanziaria del Paese e il maggiore effort richiesto al management al fine di garantire aderenza alle nuove e più stringenti misure restrittive varate dall'amministrazione Trump.

Per quanto concerne la Russia, le sanzioni dell'Unione Europea e, in particolare, quelle statunitensi sono state ampliate nel corso

dell'anno senza impatti diretti sulle attività di Eni in corso. I progetti nell'upstream russo – colpiti dalle restrizioni adottate da UE e USA nel 2014 a seguito dello scoppio della crisi russo-ucraina e inasprite dagli Stati Uniti nel 2017 con l'adozione del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act – si trovano in stato di sospensione.

In generale, Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità alle norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio e delle modalità di concreta applicazione dello stesso, per adattare su base continuativa le proprie attività. I presidi di controllo interno e le conseguenti misure di mitigazione del rischio messe in atto hanno consentito di prevenire e limitare l'impatto dei programmi sanzionatori sulle iniziative di business.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e lunghi tempi di "pay-back" e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di varia natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'instabilità degli idrocarburi.

Il rischio minerario è il rischio di esito negativo dell'attività esplorativa a seguito della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi privi dei requisiti di commercialità, mentre nelle attività di sviluppo possibili è rappresentato dal rischio di sotto performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. Lo sviluppo delle riserve d'idrocarburi è esposto al rischio di cost overrun in funzione della complessità dei progetti dovuta a difficoltà tecniche non previste, rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractor, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning con ricadute negative sui ritorni. I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.) e delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità, operazioni offshore), l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti e della proprietà. Si tratta di rischi di incidenti di vario tipo, quali sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, blow-out, collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi che potrebbero assumere entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze ancora, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore profondo e ultra profondo a causa della maggiore complessità delle operazioni e della delicatezza degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi. Nel 2019 Eni ha derivato circa il 60% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti e il differimento temporale dei cash flow positivi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta in genere anni di attività: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, la definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. La complessità dell'ambiente circostante è un altro fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, temperature, offshore profondo e ultra profondo, tutela dell'ecosistema, presenza di ghiacci, ecc.).

Considerato il lungo intervallo temporale che intercorre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i rendimenti dei progetti sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate).
Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e ge-

stionali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi. Eni monitora la complessità dei pozzi attraverso un indicatore di rischio (WCEI - Well Complexity & Economic Index) applicato ai pozzi operati e non, basato su parametri tecnici e sulla potenziale esposizione economica in caso di blow-out. A seconda della complessità l'indice è distinto in 3 livelli: i pozzi classificati di livello 1 sono gestiti con le azioni di mitigazione previste dalle procedure interne di Eni.
Eni presidia in modo rigoroso le analisi del rischio geologico, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi complessi, operati e non operati, con elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure avanzate di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione. L'importante progetto di digitalizzazione in atto mitigherà i rischi in ambito di integrità degli asset e della sicurezza del personale dedicato alle operazioni, oltre che degli esiti minerari delle perforazioni.

Eni esercita inoltre un controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità nelle attività non operate.

Il rischio blow-out dei pozzi è in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare Eni prevede un'incidenza massima del 19% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata gross del 22% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,3 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre ulteriormente il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas
L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:
- la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;
- modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- le variazioni dei prezzi di petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della Società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e pertanto influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero, nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto di carburanti, gas, GNL e prodotti chimici sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche degli idrocarburi (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversati nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una voce di costo significativa nell'esercizio cor-

rente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o che derivi da incidenti, sversamenti o perdite di varia natura, debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali per la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati. Ad esempio, nel recente passato Eni ha dovuto interrompere, sebbene per periodi contenuti, le attività petrolifere presso importanti asset (il Centro Olio Val d'Agri in Basilicata e la piattaforma Goliat nel Mare di Barents norvegese) a causa di rischi ambientali e di tutela della salute delle comunità interessate dall'attività del Gruppo, con ricadute sui profitti, la reputazione e i costi associati ai remediation plan.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni ambientali in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Fra gli sviluppi regolatori italiani di cui si sta valutando l'impatto, citiamo l'emissione da parte del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) delle Linee Guida n. 17/2018 che impattano sull'Analisi di Rischio e dunque sugli obiettivi di bonifica. È inoltre attuato l'art. 241 del D.Lgs. n. 152/2006 con il Decreto 1° marzo 2019, n. 46, recante il regolamento relativo agli interventi di bonifica in aree agricole o destinate all'allevamento; anche in questo c'è attenzione in relazione alla ridotta casistica. Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.).

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente. La legge ha inoltre ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali. Eni ha quindi adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

Secondo l'annuale analisi condotta dal World Economic Forum (The Global Risks Report 2020), il rischio idrico viene identificato tra i cinque fattori con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti interconnessioni con altri fattori di rischio ed instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. In un recente policy brief delle Nazioni Unite si evidenza come i cambiamenti climatici si esplicitino nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Nel 2015, 663 milioni di persone non avevano an-

cora accesso ad acqua di qualità adeguata e disponibilità di reti fognarie. Uno dei Sustainable Development Goal (il n. 6) è pertanto rivolto a migliorare la gestione dell'acqua. A questo proposito prosegue l'impegno di Eni in progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico/sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved Oil Recovery). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Anche al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, dal 2018 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, entrando a far parte nel 2019 tra le compagnie reputate leader nella gestione della risorsa idrica, ottenendo una valutazione pari a A-, che si colloca ben al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica.

Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.

Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a traguardare le nuove performance.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro il dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione.
La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate; e trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgenti le attività precedenti.

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Le nuove Linee Guida su Valutazione Impatto Sanitario (LG VIS) sono entrate in vigore il 29 luglio 2019 (comunicate dal DM 27 marzo 2019). Le LG VIS arrivano in attuazione dell'articolo 23 del D.Lgs 152/2006 e si applicano attualmente solo ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e le raffinerie, ma si attende l'applicazione più vasta delle linee guida.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida del 2001 per lo svolgimento delle valutazioni autorizzative in ambito VIA al fine di garantire la necessaria coerenza con le disposizioni della Direttiva 2014/52/UE che aveva introdotto significative modifiche, sia procedurali sia tecniche. A livello nazionale, tali LG sono già richiamate nell'ambito del Decreto VIA 104/2017 in vigore dal 21 luglio 2017 (il testo rimanda a decreti attuativi previsti dall'art. 25, in particolare comma 4 relativo all'emissione di LG nazionali e norme tecniche per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della VIA). Il nuovo testo riformulato dal Decreto VIA 104/2017 ha l'obiettivo di introdurre tempi certi e perentori per il rilascio del parere, la razionalizzazione di procedure e competenze e la riorganizzazione degli organi preposti. Il decreto conferma inoltre l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS – già introdotto con il Collegato ambientale nel 2016) per il proponente nell'ambito VIA per le raffinerie, gli impianti di gassificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. Nel 2019 gli impianti Eni ricadenti sotto Grandi Impianti di Combustione (GIC) hanno presentato tutta la documentazione necessaria per procedere al riesame dell'AIA unitamente alla quietanza di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria, rispettando le scadenze del cronoprogramma

approvato dal Decreto Direttoriale 22 novembre 2018, n. 430. Anche gli impianti Eni ricadenti sotto la categoria di fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici hanno presentato la documentazione per l'avvio del iter di riesame. Il processo di riesame ha come obiettivo di verificare l'allineamento degli impianti alle rispettive Conclusioni sulle BAT (decisione 2017/1442/UE e 2017/2117/UE). I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

La Commissione Europea ha diffuso il 28 febbraio 2019 il documento di riferimento sulle BAT per la gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. Il documento è stato elaborato nel quadro dell'attuazione della direttiva 2006/21/CE sulla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive e copre la gestione dei rifiuti estrattivi da tutte le industrie estrattive terrestri, dalle piccole cave alle grandi miniere di metalli, compresa la prospezione e la produzione di petrolio e gas. Il nuovo approccio delle BAT basato sul rischio considera la diversità dei tipi di rifiuti estrattivi, i siti e gli operatori e copre una vasta gamma di potenziali rischi che devono essere considerati dagli operatori responsabili della gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti, in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento, e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Importante segnalare per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

Con il DM 19 febbraio 2019, n. 39 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare italiano ha dettato indirizzi per l'uniformità dei procedimenti di VIA e di AIA relativi a progetti di prospezione geofisica, perforazione di pozzi e altre opere a mare di competenza statale. In particolare, per i progetti di prospezione geofisica il DM richiede al proponente maggior grado di dettaglio nella documentazione sulla prospezione tramite tecnica dell'air gun, che permette di individuare tutti i possibili impatti del progetto.
Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambito, nel 2017, Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi inoltre facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno approvato le quattro direttive afferenti al Pacchetto Economia Circolare della Commissione Europea, che effettuano una revisione delle attuali normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita. Le dette direttive dovranno essere recepite entro il 5 luglio 2020 nell'ordinamento degli Stati membri.

In Italia è intervenuta la soppressione del Sistema Informatico per la Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI), disposta dal DL 135/2018, cui farà seguito la definizione di un nuovo sistema, già previsto dall'art. 194-bis del D.Lgs. 152/2006, volto a consentire la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia di rifiuti.

Il Pacchetto Economia Circolare della UE approvato a giugno 2018, che rivede le normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita, dovrà essere recepito dagli Stati membri entro il 5 luglio 2020; a livello italiano sono in corso i lavori per il recepimento, contestualmente ai quali il competente Ministero intende operare una revisione organica della materia, che avrà ricadute anche sull'attività di Eni.
L'11 dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Alla soppressione del Sistema Informatico per la Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI), disposta dal DL 135/2018 e confermata dalla Legge 12/2019, farà seguito la definizione di un nuovo sistema che consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia di rifiuti e che prevedrà la comunicazione dei dati ad un Registro Elettronico Nazionale (REN).

Un tema particolarmente oggetto di attenzione da parte dell'opinione pubblica è costituito dalla plastica, anche in relazione al problema del marine littering. Il 12 giugno 2019 è stata pubblicata la Direttiva (UE)2019/904, che dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 3 luglio 2021. Questa vieta la vendita nella UE di alcuni prodotti mono-uso in plastica, e per altri prevede riduzioni del consumo oppure specifici requisiti di etichettatura e prodotto. Detta direttiva fissa un obiettivo di raccolta del 90% per le bottiglie di plastica entro il 2029 e prevede che entro il 2025 il 25% delle bottiglie di plastica sia composto da materiali riciclati, quota che salirà al 30% entro il 2030. In questo nuovo contesto normativo l'industria della plastica svolgerà un ruolo fondamentale tramite lo sviluppo delle tecnologie innovative focalizzate sulla massimizzazione del tasso di riciclaggio della plastica.
Il 24 dicembre 2019 è stata pubblicata sul sito del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) la Delibera n. 61 del Consiglio SNPA del 27 novembre 2019: Approvazione del manuale "Linee guida sulla classificazione dei rifiuti".

A maggio 2019, il Consiglio del Sistema Nazionale Protezione Ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs. stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti.

A livello della normativa nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. 152/06 introdotto con il D.Lgs. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce per la prima volta in TUA la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. In base all'art. 272-bis, la normativa nazionale e regionale possono prevedere misure per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene degli stabilimenti di cui al presente titolo. Inoltre l'articolo prevede le sanzioni in caso di violazione, sforamento o, soprattutto, mancato adempimento – arresto fino ad un anno o ammenda fino a €10.000.

Il 4 giugno 2019, durante l'evento Clean Air Dialogues, è stato firmato a Torino il Protocollo Clean Air. Il documento è volto all'individuazione di misure di breve e medio periodo di contrasto all'inquinamento atmosferico definite dal "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", all'adozione di misure di carattere normativo, programmatico e finanziario per intervenire nei settori a maggiori emissioni e all'individuazione di future strategie nazionali nei settori critici per garantire una migliore qualità dell'aria.

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria – Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems). La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.

La Regione Puglia ha approvato con la Deliberazione della Giunta Regionale 2 maggio 2019, n. 805 il Protocollo Operativo per la gestione delle segnalazioni di disturbo olfattivo derivante dalle attività antropiche.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il Decreto Legislativo 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al Regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione Europea, attuati con Decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU stanno adeguando i propri sistemi di gestione e alcune si sono già dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

Il Parlamento Europeo ha chiesto di estendere l'applicazione della Direttiva 2004/35/CE sul danno ambientale anche all'aria, alla fauna e alla flora (attualmente l'Italia non ha applicato la definizione estesa del danno). La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni, sia di tipo amministrativo sia penale, fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno già predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analoga normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessement su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato ed implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.
Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrante effrazioni sulla rete (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate attraverso l'installazione del dispositivo proprietario e-VPMS (Eni vibroacustic pipeline monitoring system). Il sistema permette il monitoraggio da remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, favorire la tempestività e la qualità degli interventi di riparazione, di contenimento e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni").

È prevista inoltre l'installazione su due oleodotti pilota dell'upgrade del sistema e-VPMS alla versione e-VPMS-TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta. Dopo un periodo adeguatamente lungo di prova e di tuning dei due piloti si potrà capire se l'analisi costi/benefici è favorevole all'estensione dell'upgrade a tutti gli oleodotti di prodotti finiti.
Andrà posta attenzione preventiva all'eventuale evoluzione del fenomeno effrattivo anche in Egitto (Agiba) facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria.

La Società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety), BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni, tra cui progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks") al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di $1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e $1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: $1,25 miliardi per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping

e nel caso di noleggio di time charter e di $1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

A seguito dell'incidente di Macondo, verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti prevedono un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. La Direttiva Europea 2013/30/UE detta i principi generali di gestione del rischio nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi al fine di prevenire incidenti gravi e viene enfatizzata, ai fini del rilascio o trasferimento di una licenza per operazioni in mare, la necessità di avere capacità tecniche, finanziarie ed economiche per l'avvio e prosieguo di tutte le misure necessarie per una risposta efficace alle emergenze e alle spese di clean-up e di compensazione.

Eni ha partecipato attivamente ai Joint Industry Project, promossi da OGP e IPIECA, in collaborazione con altre oil companies e continua nei gruppi lavoro e nelle relative iniziative globali (rinnovato impegno in Oil Spill Working Group e GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative). Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.
A dicembre 2019 è entrata in vigore la Direttiva (UE) 2019/1937 del 23 ottobre 2019, la prima direttiva europea per la protezione dei whistleblower, coloro che segnalano agli organismi di controllo interno e/o alle autorità pubbliche esterne (forze dell'ordine, magistratura, autorità di controllo) gli illeciti di cui sono venuti a conoscenza e che sono avvenuti nella pubblica amministrazione o nell'azienda in cui lavorano. Entro i due anni gli Stati membri devono recepire le nuove regole europee negli ordinamenti giuridici nazionali.

RISCHI CONNESSI ALLA REGOLAMENTAZIONE DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO DEGLI IDROCARBURI

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

In Italia l'attività di coltivazione degli idrocarburi sia sulla terraferma sia nel mare è condotta in regime di concessione. Le concessioni di coltivazione sono rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) previa intesa, per quelle sulla terraferma, con la Regione territorialmente interessata. La durata delle concessioni è di venti anni; l'ordinamento riconosce al concessionario il diritto ad una proroga di dieci anni e a proroghe successive di cinque anni ciascuna al fine di completare lo sfruttamento del giacimento, a condizione che il concessionario abbia adempiuto alle obbligazioni relative al programma lavori concordato con il decreto iniziale. Nel caso di ritardi nel conferimento della proroga, la legge prevede che il concessionario possa continuare a esercitare l'attività di coltivazione degli idrocarburi sulla base del decreto originario la cui scadenza è automaticamente prorogata fino al completamento dell'iter amministrativo succitato.

Tale disciplina generale deve essere coordinata con le disposizioni del Decreto Legge n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, con il quale, in sede di conversione ad opera della Legge n.12 dell'11 febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevede l'approvazione entro diciotto mesi (quindi entro agosto 2020) di un "piano nazionale per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee" (PiTESAI). Con tale piano, il Legislatore si propone di individuare le aree che possono ritenersi compatibili con lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, incluso il mare. Fino all'emanazione di tale piano è sospeso il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca degli idrocarburi così come è sospesa l'efficacia di quelli conferiti con la conseguente interruzione delle relative attività. Mantengono invece la loro efficacia le concessioni di coltivazioni in essere, così come possono essere prorogate le concessioni già scadute o che scadranno fino all'emanazione del piano predetto; non possono invece essere richieste nuove concessioni di coltivazione. Nel caso in cui il piano non sia approvato entro due anni dalla data di entrata in vigore della legge (quindi entro febbraio 2021), ovvero nelle aree dichiarate idonee a seguito dell'adozione del piano, cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e di ricerca e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari (di esplorazione/sviluppo). Nelle aree dichiarate non idonee a seguito dell'adozione del piano sono rigettate le istanze in corso alla data di entrata in vigore della legge per il conferimento di nuovi permessi di ricerca e di nuove concessioni di coltivazione, mentre sono revocati in via definitiva i permessi di prospezione e ricerca in essere (temporaneamente congelati). Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere alla data di approvazione del piano anche in regime di proroga. La concessione più importante per Eni in Italia è Val d'Agri che è scaduta il 26 ottobre u.s. e per la quale è stata presentata al MiSE, nei termini di legge, apposita istanza di proroga decennale. Nell'istanza di proroga è confermato il programma lavori approvato, relativo al primo periodo della concessione. Inoltre altre 33 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

Per quanto riguarda la valutazione delle riserve certe d'idrocarburi in Italia, la normativa prevede che le aree idonee allo svolgimento dell'attività mineraria devono essere identificate "sulla base di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, morfologiche con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni e per quanto riguarda le aree marine devono essere principalmente considerati i possibili effetti sull'ecosistema, l'analisi delle rotte marine, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste". Tali criteri non sono sufficientemente definiti per consentire prima dell'emanazione del Piano un'oggettiva determinazione di quelle che saranno le aree idonee e non idonee. Pertanto non sono oggettivamente determinabili gli effetti che si determineranno sui volumi di riserve di idrocarburi che potranno essere prodotti e quindi sui relativi flussi di cassa ottenibili, anche se allo stato non si ha motivo di ritenere che tali effetti possano essere materiali.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

I fondamentali del settore gas si sono progressivamente deteriorati nel corso del 2019 determinando un vero e proprio crollo dei prezzi in tutte le geografie (Henry Hub -19%, prezzi spot Europa quotazioni TTF -42%; PSV Italia -34%), rafforzando il trend ribassista osservato già dal quarto trimestre 2018. Le cause sono state la significativa contrazione delle importazioni di GNL da parte dei principali Paesi asiatici, in particolare Cina, Corea del Sud e Giappone per effetto del rallentamento economico e della ripresa del nucleare, in concomitanza con lo start-up di mega progetti GNL, temperature mondiali miti, l'eccesso di produzione dovuta in particolare all'aumento a livelli record dei volumi di gas associato in USA e il livello delle scorte globali ai massimi storici. La situazione in Europa, nonostante una certa vitalità della domanda sostenuta dalla ritrovata competitività del gas nella produzione di energia elettrica e da maggiori consumi estivi, è stata influenzata dall'eccesso di offerta alimentato dai crescenti volumi di LNG che sono stati dirottati verso il continente in assenza di sbocco in Asia. L'aumento dell'offerta globale di LNG ha incrementato il livello di liquidità e l'interconnessione tra i mercati regionali del gas, riducendo le opportunità di arbitraggio. La flessione dei prezzi del gas ha penalizzato – come descritto in precedenza – i risultati dell'upstream, mentre il settore Gas & Power ha registrato il netto calo dell'EBIT nel business della commercializzazioni di GNL i cui effetti sono stati attenutati dalla migliore tenuta del business wholesale gas che ha beneficiato della volatilità degli spread tra i diversi mercati spot continentali in funzione delle flessibilità del portafoglio. Il management prevede il progressivo assorbimento dell'oversupply e una modesta ripresa dei prezzi spot del gas in Europa, alla quale potrebbe far seguito una nuova fase di oversupply in funzione dei progetti GNL sanzionati nel corso del 2019 per un totale di circa 60 milioni di tonnellate/anno previsti in marcia dal 2024-2025 ed ulteriori FID per 40-60 MTPA sono previste nel 2020. I risultati del settore Gas & Power sono esposti ai rischi di un contesto competitivo sfidante dovuto all'oversupply, alla concorrenza da parte delle energie rinnovabili, la cui quota di mercato è in continua espansione, alla possibile apertura di nuove rotte d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e alla continua crescita dei flussi mondiali di GNL che alimentano la liquidità dei mercati spot europei del gas. Il portafoglio di approvvigionamento di gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore sia al rischio prezzo, nel caso in cui le formule di acquisto non siano allineate con i prezzi prevalenti nei mercati spot continentali, sia al rischio volume nel caso di saturazione del mercato per effetto della clausola di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Nel prossimo quadriennio il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché avanzare claim in relazione alla ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.
Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo.
In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica in Italia

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine.
L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020.
Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. DL Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17 posticipando al 1° gennaio 2022 la data della fine della tutela di prezzo stabilita dall'Autorità. Il DL prevede l'adozione entro marzo 2020 di un Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE) che stabilisca le modalità e i criteri dell'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero, tenendo conto della necessità di incrementare la concorrenza, e garantendo la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato. Un ulteriore decreto MiSE da adottare entro marzo 2020 stabilirà criteri, modalità, requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione degli operatori nell'Elenco venditori da pubblicare sul sito del Ministero con aggiornamento mensile.

Il DL è attualmente in corso di conversione in Legge (entro fine febbraio 2020) e le previsioni in esso contenute potrebbero quindi subire modifiche.
In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, si è appena completato un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023), con effetti complessivamente positivi, mentre ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business. Nei prossimi anni, inoltre, la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti che si renderanno necessari con l'evoluzione delle normative europee in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico e, quindi, di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati e di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale per il 2022 e il 2023 e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna. Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati da alcuni operatori e, per gli impianti esistenti, vi è incertezza sull'eventualità che si tengano delle aste per gli anni successivi al 2023.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (introduzione di prezzi negativi, riforma del Mercato Infragiornaliero, riforma dei meccanismi di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete).

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo ri-

schi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione dell'esito del contenzioso sulla cui base è stato stimato l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period o come solo possibile la soccombenza ovvero come inattendibile l'ammontare dell'obbligazione; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CYBER SECURITY

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili per Eni, con impatti sia economici, sia reputazionali.
Il livello di cyber risk è stimato elevato poichè:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing, anche attraverso l'utilizzo del marchio Eni, sono in crescente diffusione, alimentati dall'incremento dell'utilizzo dei social network.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (e.g. sanzioni) dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Eni adotta un approccio risk-based al fine di definire misure di sicurezza di natura reattiva e preventiva volte a incrementare la proattività e la resilienza aziendale rispetto al rischio di cyber security.

Evoluzione prevedibile della gestione

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia al capitolo Strategia.

Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2019 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)[1] ed è articolata secondo le tre leve del proprio modello di business integrato (Neutralità carbonica nel lungo termine, Modello per l'eccellenza operativa e Alleanze per la promozione dello sviluppo locale) il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder.

In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario e divulgativo che ha l'obiettivo di approfondire ulteriormente l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2019 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità carbonica nel lungo termine".

La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione con l'obiettivo di rendere la Relazione Finanziaria Annuale il documento di riferimento per soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non.

Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata sulle tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione o alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, qualora le informazioni siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti:

- il modello di business e la Governance di Eni, pagine 4; 24-29;
- la gestione dei rischi nei capitoli pagine 20-23: (i)"Risk Management Integrato" che descrive il modello di Risk Management Integrato (RMI) di Eni – che considera anche le tematiche di sostenibilità –le principali attività svolte nel 2019 nonché i Top Risk di Eni e le principali azioni di mitigazione; (ii) "Fattori di rischio e incertezza" in cui sono dettagliati i principali rischi del Gruppo, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana.

All'interno della DNF sono invece dettagliate:

- le politiche aziendali nel paragrafo "Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016", in cui si presenta il sistema normativo composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo e da strumenti che definiscono le modalità operative;
- i "Modelli di gestione e organizzazione di Eni" per i seguenti temi: ambiente, clima, persone, salute e sicurezza, diritti umani, fornitori, trasparenza e lotta alla corruzione, comunità locali, innovazione e digitalizzazione;
- la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno nonché le principali performance con relativi commenti;
- la gestione dei rischi, legati agli ambiti previsti dal Decreto, che non sono trattati all'interno della Relazione sulla Gestione, ovvero quei rischi che, seppur mappati e monitorati nell'ambito del Risk Management Integrato di Eni, non sono valutati come top risk.

I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica nel lungo termine" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più chiara ed approfondita su tali tematiche.

Infine è stato incluso nei vari capitoli il riferimento ai principali Sustainable Development Goal (SDG) delle Nazioni Unite, obiettivi che costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nella conduzione delle proprie attività in Italia e all'estero[2].

Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione o della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E NELLA RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI	
MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE *Art. 3.1, comma a)*	• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Neutralità carbonica nel lungo termine, pagg. 121-125 • Modello per l'eccellenza operativa, pagg. 126-137 • Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 137-138 • Temi materiali di sostenibilità, pag. 139	RFA	○ Modello di business, pag. 4 ○ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 ○ Attività di stakeholder engagement, pagg. 14-15 ○ Strategia, pagg. 16-19 ○ Governance, pagg. 24-29
		RCG	▸ Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10 ▸ Modello di Corporate Governance, pagg. 11-13 ▸ Consiglio di Amministrazione: Composizione, pagg. 35-40 e Formazione del Consiglio di Amministrazione, pagg. 55-56 ▸ Comitati del Consiglio, pagg. 56-66 ▸ Collegio Sindacale, pagg. 66-76 ▸ Modello 231, pagg. 104-106
POLITICHE *Art. 3.1, comma b)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119	RCG	▸ Il Sistema Normativo di Eni, pagg. 91-104
MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI *Art. 3.1, comma c)*	• Neutralità carbonica nel lungo termine, pagg. 121-125 • Persone, pagg. 126-128 • Sicurezza, pag. 129 • Rispetto per l'ambiente, pagg. 130-132 • Diritti Umani, pagg. 133-134 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pagg. 136-137	RFA	○ Il Modello di Risk Management Integrato, pag. 20 Il processo di Risk Management Integrato, pag. 21 Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento, pagg. 22-23 Fattori di rischio e incertezza, pagg. 96-114

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e Criteri di Reporting".

(2) L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 SDG che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E NELLA RELAZIONE SUL GOVERNO SOsocietario E GLI ASSETTI PROPRIETARI
NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE		
CAMBIAMENTO CLIMATICO *Art. 3.2, comma a)* *Art. 3.2, comma b)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Neutralità carbonica nel lungo termine (governance, risk management, strategia e obiettivi), pagg. 121-125	**RFA** o Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 o Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111; Rischio climate change, pagg. 101-103 o Strategia, pagg. 16-19 **RCG** ▸ Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10
MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA		
PERSONE *Art. 3.2, comma d)* *Art. 3.2, comma c)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pagg. 126-128 • Sicurezza, pag. 129	**RFA** o Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 o Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111 o Governance, pagg. 24-29 (La Politica di Remunerazione, pag. 28)
RISPETTO PER L'AMBIENTE *Art. 3.2, comma a)* *Art. 3.2, comma b)* *Art. 3.2, comma c)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, oil spill, rifiuti, biodiversità), pagg. 130-132	**RFA** o Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 o Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111
DIRITTI UMANI *Art. 3.2, comma e)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Diritti umani (gestione dei rischi, security, formazione, segnalazioni), pagg. 133-134	**RFA** o Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 **RCG** ▸ Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10
FORNITORI *Art. 3.1, comma c)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Fornitori (gestione dei rischi), pag. 135	**RFA** o Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5
TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE *Art. 3.2, comma f)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modello di gestione e organizzazione, pag. 120 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pagg. 136-137	**RFA** o Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 o Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 113-114 o Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, pag. 29 **RCG** ▸ Principi e valori. Il Codice Etico, pag. 7; Compliance Program Anti-Corruzione, pagg. 106-108
ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE		
COMUNITÀ LOCALI *Art. 3.2, comma d)*	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 137-138	**RFA** o Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 o Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischio Paese, pagg. 99-101; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105

RFA Relazione sulla Gestione 2019.
RCG Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2019.

o Sezioni/paragrafi contenenti le informative richieste dal Decreto.
▸ Sezioni/paragrafi cui si rimanda per approfondimenti.

La nuova mission

La nuova mission di Eni – approvata dal Consiglio di Amministrazione a settembre 2019 – mostra il percorso che la Società sta intraprendendo per affrontare la sfida principale del settore energetico: garantire a tutti l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile, riducendo al tempo stesso le emissioni climalteranti, al fine di contrastare il cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Questa mission completa e rafforza la precedente confermando l'impegno di Eni per una transizione energetica che sia anche socialmente equa e integrando organicamente i 17 SDG a cui Eni intende contribuire, cogliendo nuove opportunità di business.

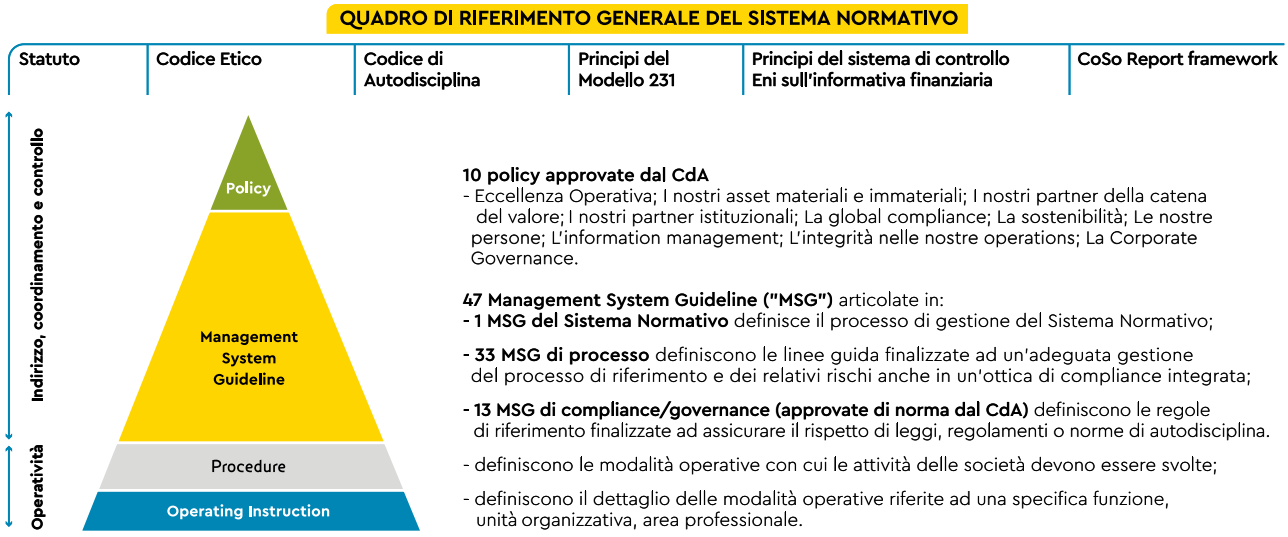
Questo è possibile grazie alle persone di Eni, alla passione e alla spinta dell'azienda verso l'innovazione continua, alla valorizzazione della diversità come leva di sviluppo, al rispetto e alla promozione dei diritti umani, all'integrità nella gestione del business e alla tutela dell'ambiente.

Inoltre, è necessario considerare che il raggiungimento degli SDG richiede una collaborazione senza precedenti tra il settore pubblico e privato. Da qui l'impegno di Eni nella definizione e costruzione di alleanze (Partenariato Pubblico Privato) con partner impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico, sul Codice di Autodisciplina, sui principi del Modello 231, sui principi SOA[3] e sul CoSO Report[4].



Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy**, approvate dal Consiglio, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy sono trasversali ai processi e ciascuna è focalizzata su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo processo di recepimento, a tutte le società controllate di Eni;
- le **Management System Guideline** ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance/governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo il caso in cui sia sottoposta un'esigenza di deroga;
- le Procedure definiscono modalità operative con cui le attività delle singole società o aree funzionali devono essere svolte;
- le Operating Instruction rappresentano un ulteriore livello di dettaglio operativo riferito a una specifica funzione, unità organizzativa o area professionale.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Le Policy e le MSG sono diffuse alle società controllate, incluse le quotate in mercati regolamentati, per le successive fasi di competenza, quali il recepimento formale e l'adeguamento del proprio corpo normativo.

Nella tabella successiva, oltre alle Policy, sono considerati anche altri strumenti normativi Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA.

(3) Sarbanes-Oxley Act, legge statunitense del 2002.
(4) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.

NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE

CAMBIAMENTO CLIMATICO

OBIETTIVO
Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", Posizione di Eni sulle biomasse, Eni's responsible engagement on climate change, in business associations

PRINCIPI:
- ridurre le emissioni di gas serra migliorando l'efficienza degli impianti e aumentando l'utilizzo di combustibili a minor contenuto di carbonio
- sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climalteranti e la produzione più efficiente di energia
- sviluppare meccanismi flessibili e strumenti per ridurre la deforestazione
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni con la strategia Eni relativa ai cambiamenti climatici e alla transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder

MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

OBIETTIVO
Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "Le nostre persone", "L'integrità nelle nostre operations", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI:
- rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità
- fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori
- identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione
- adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone con le competenze più adeguate alle esigenze del business
- condurre le attività in conformità ad accordi e normative in materia di tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo

MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

RISPETTO PER L'AMBIENTE

OBIETTIVO
Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici", "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO", "Orientamento Eni verso Green Sourcing"

PRINCIPI:
- considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk based")
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- promuovere principi di Green Sourcing
- ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo

MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

DIRITTI UMANI

OBIETTIVO
Tutelare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "L'integrità nelle nostre operations", Codice Etico, Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani, "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"

PRINCIPI:
- rispettare i diritti umani e promuoverne il rispetto verso i dipendenti, i partner e gli stakeholder, anche attraverso attività di formazione e sensibilizzazione
- garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre e condizioni di lavoro in linea con gli standard internazionali
- considerare i diritti umani sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili
- selezionare partner che rispettino il Codice Etico e che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani
- minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset

MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

OBIETTIVO
Contrastare la corruzione attiva e passiva

DOCUMENTI PUBBLICI
Management System Guideline "Anti-corruzione", Policy "I nostri partner della catena del valore", Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy)

PRINCIPI:
- svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi
- proibire la corruzione senza alcuna eccezione
- vietare di offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura ad un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva)
- vietare di accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva)
- far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative in tema anti-corruzione

ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE

COMUNITÀ LOCALI

OBIETTIVO
Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire al loro sviluppo

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI:
- creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera
- coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo, anche con riferimento ai diritti umani
- identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene
- promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali
- cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile

	DIMENSIONE	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE
NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE	CAMBIAMENTO CLIMATICO	• **Comitato Valutazione Piani Medio e Lungo Termine**, presieduto dall'Amministratore Delegato, che ha sviluppato un Piano di Medio-Lungo termine per la sostenibilità del business al 2050 • **Direzione Energy Solutions:** sviluppo del business della produzione di energia da fonti rinnovabili • **Programma Ricerca e Sviluppo Energy Transition:** mira a sviluppare tecnologie in grado di promuovere in tempi rapidi la diffusione dell'utilizzo del gas naturale decarbonizzando la filiera • **Funzione organizzativa centrale** dedicata che sovraintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico • **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001,** inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni.
MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA	PERSONE	• **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali • **Strumenti per la gestione e sviluppo delle risorse** per coinvolgimento e crescita professionale, scambio di esperienze inter-generazionali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e di sviluppo professionale nelle aree tecniche core e valorizzazione delle diversità • **Gruppo di lavoro** per la definizione degli impatti della **Digital Transformation** sui Ruoli/Competenze. Sviluppo di Strumenti Innovativi a supporto dei processi di Gestione HR • **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015 • **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali • **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale:** modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire la motivazione e il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO[a] e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business • **Sistema di gestione integrato** ambiente, **salute** e sicurezza basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali • **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari
	SICUREZZA	• **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e **sicurezza** dei lavoratori con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative • **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset) • **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente • **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita
	RISPETTO PER L'AMBIENTE	• **Sistema di gestione integrato ambiente**, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 per la gestione ambientale • **Applicazione processo ESHIA** (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti • **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche** • **Green Sourcing:** modello di individuazione di logiche di analisi e requisiti tecnici per la selezione di prodotti e fornitori con migliori performance ambientali • **Analisi di circolarità sito-specifiche:** mappatura di elementi di circolarità già presenti e individuazione di possibili interventi di miglioramento a livello di sito • **Gruppo di Lavoro Biomasse:** attuazione degli impegni dichiarati nella Posizione Eni su biomasse e olio di palma
	DIRITTI UMANI	• **Processo di gestione sui Diritti Umani** integrato in una Management System Guideline • **Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali • **Applicazione processo ESHIA** nei progetti, integrato con l'analisi degli impatti sui diritti umani • **Analisi specifich**e degli impatti sui diritti umani, denominate **HRIA (Human Rights Impact Assessment)** • **Sistema di gestione della security** finalizzato a garantire la tutela delle persone in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità
	TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE	• **Modello 231**: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori) • **Compliance Program Anti-Corruzione:** sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione • **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione:** certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016 • **Struttura organizzativa "Anti-Corruption Compliance"** collocata nella direzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD
	FORNITORI	• **Processo di Procurement** volto a verificare, mediante attività di qualifica, selezione, gestione e monitoraggio dei fornitori, il possesso dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani anche attraverso assessment condotti sulla base di parametri di valutazione ispirati al Social Accountability Standard (SA8000)
ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE	COMUNITÀ LOCALI	• **Referente di sostenibilità a livello locale**, che si interfaccia con la sede centrale per definire i **programmi di sviluppo per le comunità locali** in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business • **Applicazione processo ESHIA** in tutti i progetti di business • **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder, anche locali e dei grievance • **Sistema di rilevazione, mitigazione e monitoraggio dei rischi** legati ai rapporti con gli stakeholder locali • **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework)
	INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE	• **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** per meglio condividere e valorizzare il know-how • **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice della R&S (pianificazione e controllo per fasi che seguono la maturità della tecnologia) • **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali attinenti alla R&S

(a) International Labour Organization.

NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE

Eni, consapevole delle evidenze scientifiche sui cambiamenti climatici dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), intende giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica sostenendo gli obiettivi contenuti nell'Accordo di Parigi. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso l'implementazione delle raccomandazioni della **Task Force on Climate Related Financial Disclosure** (TCFD).

Leadership nella disclosure – Eni è stata l'unica società O&G coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella **Task Force on Climate Related Financial Disclosure** (TCFD) del Financial Stability Board ed ha contribuito a sviluppare le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2019, **azienda leader** con una valutazione A- nel programma Climate Change del CDP (ex Carbon Disclosure Project, organizzazione riconosciuta a livello internazionale tra le istituzioni di riferimento nella valutazione della performance e della strategia sul clima delle imprese quotate). Il punteggio ottenuto da Eni è stato eguagliato solo da poche altre compagnie del settore Oil & Gas e risulta largamente superiore alla media globale attestata sullo score C, in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). A ulteriore testimonianza dell'impegno e della qualità nella trasparenza, la disclosure sul clima di Eni presente nella DNF all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2018 è stata citata come good practice con riferimento a governance, risk management e metrics and targets nel TCFD Good Practice Handbook realizzato da SASB (Sustainability Accounting Standards Board) e CDSB (Climate Disclosure Standards Board).

Impegno nelle partnership – Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede nello Steering Committee della **"Oil and Gas Climate Initiative"** (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società O&G, tra cui Eni, OGCI conta oggi tredici società che rappresentano più di un terzo della produzione globale di idrocarburi e forniscono circa il 20% della domanda globale di energia. Nel 2019 OGCI ha reso noti i progressi sull'obiettivo di riduzione dell'intensità di metano annunciato nel 2018 (target collettivo per ridurre l'intensità delle emissioni di metano sulle attività Upstream portandola da 0,32%, valore del 2017, a 0,25% entro il 2025), con una riduzione collettiva pari al 9% nel 2018. Inoltre è proseguito l'impegno nell'investimento congiunto di 1 miliardo di dollari in 10 anni, finalizzato allo sviluppo di tecnologie capaci di ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e nel 2019 è stata lanciata l'iniziativa CCUS KickStarter per promuovere la commercializzazione su larga scala e a livello mondiale della tecnologia CCUS (Cattura, Uso e Stoccaggio della CO_2).

L'informativa sulla neutralità carbonica nel lungo termine è strutturata secondo le quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD: governance, risk management, strategia e metriche e obiettivi. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2019 – Neutralità carbonica nel lungo termine[5].

RACCOMANDAZIONI TCFD		RFA 2019	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2019
		Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario	Addendum Eni for - Neutralità carbonica nel lungo termine
GOVERNANCE			
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	a) Sorveglianza da parte del CdA	√ Elementi chiave	√
	b) Ruolo della direzione		√
STRATEGIA			
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	a) Rischi e opportunità legati al clima	√ Elementi chiave	√
	b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima		√
	c) Resilienza della strategia		√
RISK MANAGEMENT			
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	a) Processi di individuazione e valutazione	√ Elementi chiave	√
	b) Processi di gestione		√
	c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi		√
METRICHE & TARGET			
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	a) Metriche utilizzate	√ Elementi chiave	√
	b) Emissioni GHG		√
	c) Target		√

(5) Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti.

GOVERNANCE

Ruolo del CdA – La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui **CdA** e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014 il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal **Comitato Sostenibilità e Scenari** (CSS) con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2019 il CSS ha approfondito in tutte le sedute aspetti relativi al cambiamento climatico, tra cui strategia di decarbonizzazione, scenari energetici, energie rinnovabili, ricerca e sviluppo a supporto della transizione energetica, partnership sul clima e tematiche relative alla risorsa idrica e alla biodiversità[6]. Dalla seconda metà del 2017, il CdA e l'AD si avvalgono inoltre di un **Advisory Board** composto da esperti internazionali, con il compito di analizzare i principali trend geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative al processo di decarbonizzazione[7]. Dal 2018 Eni ha assicurato il proprio contributo all'iniziativa "Climate Governance"[8] del World Economic Forum (WEF) con il coinvolgimento anche del CdA di Eni, e nel corso del 2019 ha partecipato anche ad ulteriori iniziative avviate nell'ambito del WEF, in particolare per definire un modello di valutazione dei processi di governance adottati dalle società per la gestione di rischi ed opportunità collegati ai cambiamenti climatici. A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale.

L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit del settore E&P ed elaborato con l'introduzione di una carbon tax valorizzata allo IEA[9] Sustainable Development Scenario SDS (cfr. pagine 101-103, par. "Rischio Climate Change"). Infine il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

Ruolo del management. Nel 2019 è stato istituito il Comitato Valutazione Piani Medio e Lungo Termine presieduto dall'AD con l'obiettivo di supportare lo sviluppo organico e sostenibile del business di Eni individuando le direttrici strategiche e operative e indirizzando le azioni per assicurare il raggiungimento dei target connessi alla decarbonizzazione.

L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare il nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022 supporta l'attuazione del Piano Strategico introducendo nuovi parametri connessi agli obiettivi di decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il peso complessivo di tali obiettivi è pari al 35% sia per l'AD sia per tutto il management Eni destinatario del Piano. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, in continuità con gli scorsi anni, include l'obiettivo di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG upstream operate in coerenza con il target definito al 2025. Tale obiettivo è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

RISK MANAGEMENT

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, anche di medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica.

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio lungo termine.

Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (es. definizione di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento), e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio.

I rischi sono:

- valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio;
- rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

In ottica di miglioramento dell'efficacia ed efficienza del processo e della qualità del dato, nel corso del 2019: (i) sono state rafforzate le metodologie di risk assessment con l'introduzione di nuovi strumenti per la valutazione di efficacia delle mitigazioni e degli impatti economico-finanziari; (ii) è stata completata l'implementazione del modello dell'Integrated Country Risk (ICR) volto all'analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse; (iii) è stato realizzato un progetto pilota di digitalizzazione dell'ICR, che sarà esteso ai principali Paesi di presenza upstream nel corso del 2020.

Il rischio climate change è identificato come uno dei top risk strategici di Eni ed è analizzato, valutato e monitorato dall'AD nell'ambito dei processi RMI.

Principali rischi e opportunità

I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando aspetti relativi sia alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia a fenomeni fisici. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business, includendo valutazioni di rischi e opportunità correlati. Di seguito si riportano le principali risultanze.

Scenario di mercato. Nello scenario Sustainable Development Scenario (SDS)[10] della International Energy Agency (IEA), preso a riferimento per valutare i rischi della transizione energetica, il ruolo delle fonti fossili è previsto rimanere centrale nel mix energetico (Oil & Gas pari al 47% del mix nel 2040), sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in calo rispetto ad oggi (-7,2% vs. 2018, CAGR 2018-40 -0,3%).

(6) Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.
(7) Per approfondimenti si rinvia al capitolo "Governance" alle pagine 24-29.
(8) L'iniziativa si propone di accrescere il livello di consapevolezza dei Board sui temi climate-related, anche a seguito di quanto previsto dalle raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).
(9) International Energy Agency.
(10) World Energy Outlook (WEO) 2019.

Il gas naturale vede aumentare la sua quota nel mix (24% nel 2040 vs. 23% nel 2018) anche in corrispondenza dello scenario SDS. Si presenta, infatti, in virtù della minor intensità carbonica e delle migliori performance ambientali, come la fonte fossile con migliori prospettive future sia per l'integrazione con le fonti rinnovabili sia per la sostituzione di altre fonti a maggior impatto ambientale soprattutto nei Paesi emergenti. In futuro, inoltre, il gas naturale potrà giocare un ruolo importante anche in funzione di una produzione crescente dell'idrogeno o dell'implementazione di progetti di cattura, utilizzo e stoccaggio della CO_2 (CCUS). Le rinnovabili assumeranno un'importanza crescente nel percorso di decarbonizzazione, arrivando a soddisfare il 34% nel consumo primario (vs. 14% nel 2018), soprattutto grazie allo sviluppo di eolico e solare. La domanda di petrolio è prevista crescere negli altri scenari IEA (Current Policies Scenario e Stated Policies scenario) mentre nello scenario SDS si prevede un picco immediato entro i prossimi due anni a livello mondiale con successiva riduzione progressiva dei consumi in quasi tutti i Paesi (ad eccezione di India e Africa Sub-Sahariana). Ciò nonostante, anche considerando lo scenario SDS, rimane la necessità di significativi investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti. Permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario. Eni effettua una valutazione dei potenziali costi associati alle emissioni di GHG, stimandoli sulla base dello scenario SDS, come meglio rappresentato nella sezione Fattori di rischio e incertezza (pagine 96-114).

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sul business. Nonostante la COP25 di Madrid si sia conclusa senza un'intesa sulla definizione delle regole dei meccanismi di mercato dell'Accordo di Parigi, un numero crescente di governi, tra cui l'UE, sta annunciando la revisione degli obiettivi al 2030 e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando maggiore interesse nell'affrontare sfide eccezionali nello sviluppo di potenziali soluzioni energetiche a basso contenuto di carbonio. In particolare, con la presentazione della nuova "legge europea sul clima", l'Unione Europea si è data l'obiettivo di definire la neutralità carbonica entro il 2050, in attuazione della proposta di un nuovo Green Deal europeo, presentato a dicembre 2019. Anche a fronte di questa evoluzione, Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività, come meglio rappresentato nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Evoluzione tecnologica. La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. Tali elementi contribuiranno a sostenere il ruolo degli idrocarburi nel mix energetico globale. D'altra parte, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici potrebbe avere degli impatti sulla domanda di idrocarburi e quindi sul business. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Reputazione. Campagne di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, campagne mediatiche, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Inoltre, alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil&Gas, tra cui società del gruppo Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change e dei diritti umani che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione a tutti gli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali.

Nei primi mesi del 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato una policy di Responsible Engagement sui temi climatici, in cui si è impegnata a verificare periodicamente la coerenza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.

Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni meteoclimatici estremi/cronici nel medio-lungo periodo potrebbe determinare danni ad impianti ed infrastrutture, con conseguente interruzione delle attività industriali ed incremento dei costi di ripristino e manutenzione. Per quanto riguarda i fenomeni estremi, come uragani o tifoni, l'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di rischio. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno. Oltre all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai cambiamenti climatici anche per gli impatti sociali e ambientali, con particolare focus sulla valutazione delle principali vulnerabilità legate ai rischi fisici e sullo sviluppo di opportune linee guida per la realizzazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

STRATEGIA E OBIETTIVI

La strategia di Eni coniuga gli obiettivi di continuo sviluppo in un mercato dell'energia in forte evoluzione con una significativa riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo. L'Eni del futuro sarà ancora più sostenibile, vedrà rinforzato il suo ruolo di attore globale nel mondo dell'energia e sarà arricchita dal progressivo sviluppo di business quali le rinnovabili e l'economia circolare.

Il risultato della strategia industriale porterà alla riduzione al 2050 delle emissioni assolute nette[11] dell'80%, ben oltre la soglia del 70% indicata dalla IEA nello scenario SDS compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, e una riduzione dell'intensità emissiva[12] del 55%.

Per monitorare il raggiungimento di tali obiettivi, Eni ha sviluppato una rigorosa metodologia per la misurazione omnicomprensiva delle emissioni GHG. Tale metodologia include tutte le emissioni scope 1, 2 e 3,

(11) Net-absolute GHG Lifecycle emissions (Emissioni nette GHG lungo il ciclo di vita): sono tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle nostre attività e prodotti, lungo la loro catena del valore, al netto dei carbon sink.

(12) Rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo il ciclo di vita dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi.

in termini assoluti e relativi, legate ai prodotti energetici venduti, siano essi derivanti da produzioni proprie o acquistati da terzi. Tale approccio distintivo supera gli attuali standard per la rilevazione delle emissioni e fornisce una visione integrale dell'impronta carbonica del Gruppo. La metodologia è stata rivista da esperti indipendenti dell'Imperial College London (per mezzo di Imperial Consultants) mentre il risultato della sua applicazione è stato verificato da RINA, società indipendente di certificazione.

Le azioni che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:

- la progressiva riduzione della produzione di idrocarburi e la crescente incidenza delle produzioni gas;
- il focus sulla commercializzazione di gas equity abbinata a progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 e la progressiva riduzione della commercializzazione di gas non equity;
- la conversione delle raffinerie europee in impianti per la produzione di idrogeno e per il riciclo di materiali scarto;
- la realizzazione di progetti di preservazione delle foreste primarie e secondarie per la compensazione delle emissioni di CO_2 per oltre 30 milioni di tonnellate annue al 2050;
- lo sviluppo di progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 per oltre 10 milioni di tonnellate annue al 2050, con un primo progetto allo studio per l'hub di Ravenna in Italia, dove sarà possibile convogliare nei campi a gas ormai esauriti dell'offshore adriatico la CO_2 catturata dai limitrofi insediamenti industriali e di generazione elettrica da gas;
- il raggiungimento di una capacità di produzione di energia da rinnovabile superiore a 55 GW al 2050;
- espansione delle attività retail con l'obiettivo di conseguire un numero di oltre 20 milioni di contratti di fornitura al 2050.

Inoltre Eni ha confermato e ulteriormente esteso gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione: net-zero carbon footprint al 2030 per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream e net-zero carbon footprint per le emissioni scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Lo spending complessivo previsto nel quadriennio 2020-23 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €4,9 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Eni si è dotata di indicatori che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera, utilizzo e consumi di risorse energetiche da fonti primarie e produzione di energia da fonti rinnovabili. Con riferimento specifico agli obiettivi di decarbonizzazione di breve termine, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2019 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014: l'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette in tonnellate di CO_2eq e produzione lorda in migliaia di barili di olio equivalenti, nel 2019 è risultato in miglioramento del 9% rispetto al 2018, registrando un valore pari a 19,58 tonCO_2eq/ mgl boe. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 27% ed è in linea con l'obiettivo al 2025. Il miglioramento dell'indice è legato all'aumento di produzione dai nuovi impianti a bassa intensità emissiva (es. Zohr in Egitto e OCTP - Offshore Cape Three Points in Ghana), al consolidamento del contributo di riduzione del flaring di processo legato ai progetti avviati nel corso del 2018, nonché al completamento delle campagne di monitoraggio delle emissioni fuggitive di metano e manutenzioni delle perdite pianificate nel 2019.

Zero gas flaring di processo entro il 2025: nel 2019 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo, pari a 1,2 miliardi di Sm^3, si sono ridotti del 15% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2014, in relazione al contributo di specifici progetti di riduzione del flaring (Libia, Nigeria, Turkmenistan) e del calo di produzione che ha interessato alcuni campi con flaring di gas associato nel corso del 2019. Nel 2019 Eni ha investito €31 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Libia ed in Nigeria.

Riduzione delle fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014: nel 2019 le emissioni fuggitive di metano upstream sono risultate pari a 21,9 ktCH_4, in calo del 44% rispetto al 2018, grazie alle campagne di monitoraggio e manutenzione (Leak Detection And Repair - LDAR) effettuate negli asset di Zohr (Egitto) e Jangkrik (Indonesia) e del miglioramento della rendicontazione su El Feel e Bouri (Libia). La riduzione conseguita ha permesso il raggiungimento con 6 anni di anticipo del target al 2025. Le campagne LDAR hanno interessato anche il settore midstream (Sergaz), dove hanno portato una riduzione del 35% rispetto al 2018.

Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienza operativa: il target ha esteso l'impegno di riduzione GHG (scope 1 e scope 2) a tutte le aree di business. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo l'opportuna flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2019 l'indice è stato pari a 31,41 tonCO_2eq/mgl boe, in riduzione del 7,4% rispetto al 2018 (33,90 tonCO_2 eq/mgl boe) grazie al contributo di riduzione dal settore Upstream e al miglioramento di circa il 2% degli indici di performance di Enipower e Refining & Marketing. Pur avendo già traguardato l'obiettivo di riduzione fissato al 2021, Eni continuerà a perseguire la strada di progressivo miglioramento nei prossimi anni. Nel 2019 Eni ha proseguito il piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (oltre €8 milioni) sia in progetti di sviluppo e revamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività. Gli interventi effettuati nell'anno consentiranno a regime risparmi di combustibili pari a 303 mgl tep/anno (per la maggior parte nel settore upstream), cui vanno aggiunti 25 GWh/anno di risparmi da acquisti di elettricità e vapore. Il beneficio in termini di riduzione di emissioni è pari a circa 0,8 milioni di tonnellate di CO_2eq.

Complessivamente, le emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni sono pari, nel 2019, a 41,20 mln tonCO_2eq, in riduzione del 5% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2010. La riduzione è dovuta principalmente al calo delle emissioni da combustione e processo per effetto dei progetti di efficienza energetica, e la riduzione delle emissioni fuggitive e dal venting di metano (queste ultime grazie anche all'affinamento delle stime in seguito a censimento e stima di dettaglio delle sorgenti emissive). Le emissioni totali da flaring, nonostante la riduzione nei volumi di gas inviati a flaring di processo, aumentano del 3,7%, per effetto di manutenzioni straordinarie ai compressori di gas injection (in Nigeria e Congo), temporanei shut-down di impianti in Libia e incremento del flaring di emergenza in Angola (start up del campo Agogo), oltre a interventi di depressurizzazione delle linee in Nigeria a seguito di atti di sabotaggio.

Per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia elettrica prodotta da foto-

voltaico, nel 2019 si registra un notevole incremento della produzione rispetto all'anno precedente (66,9 GWh vs. 19,3 GWh nel 2018), mentre per i biocarburanti le quantità prodotte nel 2019 si attestano su un valore di 256 mila tonnellate, in aumento del 17% rispetto all'anno precedente. Per il 2019 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €194 milioni, di cui circa 102 destinati a investimenti per il percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bio-raffinazione, chimica verde, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	**41,20**	*26,55*	43,35	43,15
di cui: CO_2 equivalente da combustione e da processo		**32,27**	*23,11*	33,89	33,03
di cui: CO_2 equivalente da flaring		**6,49**	*2,83*	6,26	6,83
di cui: CO_2 equivalente da venting		**1,88**	*0,33*	2,12	2,15
di cui: CO_2 equivalente da emissioni fuggitive di metano		**0,56**	*0,28*	1,08	1,14
Indice di efficienza operativa	(tonnellate di CO_2eq/migliaia di boe)	**31,41**	*43,63*	33,90	36,01
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		**19,58**	*21,32*	21,44	22,75
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO_2eq/kWheq)	**394**	*397*	402	395
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2eq/migliaia di tonnellate)	**248**	*248*	253	258
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	**21,9**	*10,8*	38,8	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm^3)	**1,9**	*1,0*	1,9	2,3
di cui: di processo		**1,2**	*0,5*	1,4	1,6
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	**0,69**	*0,57*	0,67	0,65
Consumo di fonti primarie	(milioni di tep)	**13,6**	*10,0*	13,0	13,0
Energia primaria acquistata da altre società		**0,4**	*0,3*	0,4	0,4
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	**66,9**	*57,8*	19,3	16,1
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	**1,39**	*n.d.*	1,42	1,49
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	**0,17**	*0,17*	0,17	0,16
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	**112,7**	*112,7*	112,2	109,2
Spesa in R&S	(milioni di euro)	**194**	*194*	197,2	185
di cui: relative alla decarbonizzazione		**102**	*102*	74	72
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	**34**	*34*	43	27
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		**15**	*15*	13	11
Produzione di biocarburanti*	(migliaia di tonnellate)	**256**	*256*	219	206
Capacità di bioraffinazione*	(migliaia di tonnellate/anno)	**660**	*660*	360	360

(*) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 ton/anno) avviata ad agosto 2019.

MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni ambito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei Diritti Umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.

Persone



Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio che Eni ha costruito nel tempo con dedizione ed impegno e che consentirà di generare valore nel breve come nel lungo termine. Nei prossimi anni Eni proseguirà l'importante processo di trasformazione iniziato circa sei anni fa, in cui si combinano lo sviluppo di nuove direttrici strategiche[13], dall'economia circolare alle attività connesse alla decarbonizzazione, valorizzando anche le opportunità offerte dalla Digital Transformation.

La cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone. Eni opera in un panorama internazionale: le persone di Eni abitano il mondo e vivono a fianco delle comunità con cui lavorano e per questo il valore della pluralità è imprescindibile. La diversità è una risorsa che crea valore, da salvaguardare e valorizzare sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni. Per tale ragione, Eni promuove lo sviluppo delle persone locali attraverso processi di selezione e sviluppo professionale e ricorre alla mobilità geografica come esperienza importante nel percorso professionale e personale, garantendo uniformità di gestione a livello globale. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attraction dei talenti femminili a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali[14] con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Eni, inoltre, effettua un monitoraggio periodico del gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile a parità di ruolo e anzianità, che evidenzia il sostanziale allineamento delle retribuzioni. In relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua analisi statistiche sulla remunerazione del personale locale, da cui emerge che i livelli minimi di remunerazione definiti da Eni sono significativamente superiori ai livelli minimi dei mercati locali. Eni, inoltre, ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e percorsi di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job rotation e strumenti di sviluppo. In particolare, le iniziative di mobilità sono rivolte a manager e non, al fine di valorizzare al massimo le opportunità di arricchimento e crescita trasversali. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review e il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati. Nel 2019, il 93% della popolazione target è stato coperto dal processo di valutazione di performance.

Formazione. La formazione è rivolta alle persone Eni nel mondo al fine di creare valori condivisi e una cultura comune. Considerando le competenze delle proprie persone fondamentali per l'eccellenza operativa, Eni pianifica e realizza percorsi formativi diffusi capillarmente e trasversalmente, progetti per le famiglie professionali e iniziative specialistiche per attività strategiche e ad alto contenuto tecnico; particolarmente significativa la campagna formativa volta alla diffusione della cultura dell'asset integrity, per aumentare il livello di commitment e la consapevolezza di ogni persona. Le esigenze formative sono ogni anno mappate e valutate in base alle necessità specifiche. Con riferimento allo scenario globale e al processo di digitalizzazione in corso, sono proseguite nel 2019 le iniziative volte a sviluppare, utilizzare e aggiornare le soluzioni tecnologiche più innovative nell'ambito dei processi operativi. È continuato lo sviluppo e la valorizzazione delle competenze digitali attraverso l'ampliamento e il maggior utilizzo della piattaforma interna "Digital Transformation Center". Inoltre per facilitare la formazione e l'addestramento degli operatori e delle squadre di emergenza su scenari di sicurezza, ad integrazione del training normalmente svolto in aula e dell'addestramento in campo, è stata consolidata la metodologia "Virtual Reality Training" che permette di erogare formazione attraverso sistemi di realtà virtuale immersiva sia nell'ambito dell'HSE che nell'ambito della perforazione.

Relazioni Industriali. Eni si relaziona, su base continuativa, con le organizzazioni sindacali, a livello nazionale e internazionale, per la stipula e il rinnovo degli accordi con le controparti. A livello internazionale, il modello delle relazioni sindacali si basa su tre pilastri: due di carattere europeo (il Comitato Aziendale Europeo e l'Osservatorio Europeo per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori in Eni) e uno globale, ossia il Global Framework Agreement on International Industrial Relations and Corporate Social Responsibility, rinnovato nel 2019. In riferimento al diritto internazionale del lavoro, è stata finalizzata e diffusa internamente una mappatura dello stato delle ratifiche delle principali Convenzioni ILO nei Paesi di presenza Eni come conferma dell'impegno di Eni al rispetto dei principi fondamentali in esse contenuti. Inoltre, con riguardo al principio fondamentale della freedom of association, nel 2019 è stata realizzata una verifica sulla normativa esistente nei principali Paesi di presenza per accertare che le legislazioni locali, nel tutelare tale principio, consentano la costituzione di sindacati e di rappresentanti dei lavoratori e la contrattazione

(13) Per maggiori approfondimenti sulla strategia vedere pagine 16-19; 123-124.
(14) Progetto Inspiring Girls – Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D – Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla presidenza italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri italiana; Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa; WEF – World Economic Forum; ERT – European Round Table.

collettiva. Laddove la normativa locale non preveda espliciti divieti, Eni riconosce sempre le condizioni di miglior favore tra quelle stabilite da ILO e quelle della normativa locale.

Genitorialità, Welfare e Inclusione. Eni ha proseguito il percorso di sviluppo di politiche a favore della tutela della genitorialità e della famiglia per garantire una sempre maggiore attenzione all'inclusione e al supporto delle situazioni di disabilità e un potenziamento dei servizi per la conciliazione casa-lavoro. Oltre alla politica di sostegno della maternità e paternità in ambito internazionale, promossa nel 2018, con il riconoscimento di 10 giorni lavorativi retribuiti al 100%, nel 2019 è stato esteso lo smart working in Italia a tutti i lavoratori dei siti non operativi, nonché a tutti i neo-genitori, i disabili e i care-givers. Inoltre nel corso del 2019 è proseguita l'estensione a nuove sedi dei programmi di prevenzione attraverso la messa a disposizione dei dipendenti di visite specialistiche e protocolli di check up.

Salute. Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. Nel 2019 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione della salute con l'obiettivo di promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

L'occupazione complessiva è pari a 31.321 persone di cui 21.078 in Italia (67,3% dell'occupazione) e 10.243 all'estero (32,7% dell'occupazione). Nel 2019 l'occupazione a livello mondo aumenta di 371 persone rispetto al 2018, pari al +1,2%, con un aumento in Italia (+502 dipendenti) e una riduzione all'estero (-131 dipendenti), riconducibile principalmente a nuovi assetti societari[15]. Complessivamente, nel 2019 sono state effettuate 2.199 assunzioni di cui 1.855 con contratti a tempo indeterminato. Di queste, il 32,3% ha riguardato il personale femminile e circa l'81% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 32% ha riguardato l'area di business upstream (totale 709 di cui 547 a tempo indeterminato e 162 a tempo determinato), il 22% l'area Support Function, il 12% l'area R&MeC e il 34% le altre aree di business. Sono state altresì effettuate 1.546 risoluzioni di cui 1.198 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato[16], con un'incidenza di personale femminile pari al 23,2%. Il 24,1% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2019 aveva età inferiore a 40 anni. Nel 2019, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 26,05% rispetto al 25,28% registrato nel 2018, su un totale di donne pari al 24,23% dell'occupazione complessiva. Nel 2019 la percentuale del personale femminile si attesta a: 15,6% dirigenti, 27,2% quadri, 29,8% impiegati, 2% operai. In lieve flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione e di controllo delle società controllate che nel 2019 si attesta rispettivamente al 29% e 37%. In Italia sono state effettuate 1.300 assunzioni di cui 1.254 a tempo indeterminato (32,7% donne, con un aumento di ca. 4 punti percentuali rispetto al 2018); si registra un aumento di personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-29) a fronte del piano inserimenti effettuato per garantire l'assetto coerente con gli obiettivi di business e di innovazione, nonché la valorizzazione delle opportunità offerte dalle nuove tecnologie. Sempre in Italia, nel 2019 si registrano 831 risoluzioni, di cui 707 a tempo indeterminato (di cui il 18,1% di donne). All'estero, nel 2019, sono state effettuate 899 assunzioni di cui 601 a tempo indeterminato (di cui il 31,4% di donne) con il 68,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 50%, le aree di business upstream (principalmente in Stati Uniti, Regno Unito, Messico, Angola) e R&M (Ecuador, Germania, Francia), con l'obiettivo sia di sviluppare e sostenere le nuove iniziative, sia di gestire il turnover a supporto del consolidamento e dell'evoluzione delle competenze. Sono stati risolti 715 rapporti di lavoro di cui 491 a tempo indeterminato. Di questi, il 40,1% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 30,5% ha riguardato personale femminile. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +184 (+899 assunzioni e -715 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile sostanzialmente al potenziamento del business upstream, oltre a inserimenti diffusi a supporto dell'attività degli altri business. Al di fuori dell'Italia, per effetto della cessione di Agip Oil Ecuador, si registra una riduzione di 252 dipendenti locali rispetto all'anno precedente, che porta ad una diminuzione dell'incidenza percentuale dei dipendenti locali sul "totale occupazione estero" dall'82,6% del 2018 all'81,2% del 2019. All'estero operano complessivamente 1.923 espatriati (di cui 1.360 Italiani) in leggero aumento rispetto al 2018 (+99 italiani). L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,4 anni (invariata rispetto al 2018; 46,4 in Italia e 43,3 all'estero): 49,4 anni (50,3 in Italia e 47,0 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,1 anni (45,4 in Italia e 41,3 all'estero) per impiegati e 41,3 anni (40,0 in Italia e 43,0 all'estero) per il personale operaio.

Nel 2019, grazie ai percorsi erogati in modalità distance (anche attraverso la piattaforma Digital Transformation Center) e a una ripresa dell'attività formativa in aula, si registra un incremento significativo delle ore di formazione pari al +16,5% rispetto al 2018.

Per quanto riguarda la salute, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni nel 2019 è pari a 487.360, di cui 312.490 a favore di dipendenti, 72.268 a favore di familiari, 94.130 a favore di contrattisti e 8.472 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2019 è pari a 205.373, di cui 97.493 dipendenti, 78.330 contrattisti e 29.550 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2019 si registra una diminuzione delle denunce, passate da 81 a 73, con una riduzione complessiva del 10%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 71 a 64 denunce) sia dal personale attualmente impiegato (da 10 a 9 denunce). Delle 73 denunce di malattia professionale presentate nel 2019, 16 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).

(15) In particolare si segnala cessione di Agip Oil Ecuador.
(16) Di cui circa il 50% per pensionamenti e il 37% per dimissioni.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Dipendenti[a]	(numero)	31.321	30.950	32.195
Donne		7.590	7.307	7.580
Italia		21.078	20.576	20.468
Estero		10.243	10.374	11.727
Africa		3.371	3.374	3.303
Americhe		1.005	1.257	1.216
Asia		2.662	2.505	2.418
Australia e Oceania		88	90	114
Resto d'Europa		3.117	3.148	4.676
Fascia d'età 18-24		564	437	364
Fascia d'età 25-39		9.289	9.224	9.761
Fascia d'età 40-54		13.824	14.058	15.022
Fascia d'età over 55		7.644	7.231	7.048
Dipendenti all'estero locali		8.320	8.572	10.010
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti		1.021	1.008	990
Quadri		9.387	9.147	9.043
Impiegati		16.050	15.839	16.600
Operai		4.863	4.956	5.562
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		15.375	14.603	14.802
Diploma		13.184	13.348	14.300
Licenza media		2.762	2.999	3.093
Dipendenti a tempo indeterminato[b]		30.571	30.183	31.609
Dipendenti a tempo determinato[b]		750	767	586
Dipendenti full-time		30.785	30.390	31.612
Dipendenti part-time[c]		536	560	583
Assunzioni a tempo indeterminato		1.855	1.264	992
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.198	1.270	1.312
Dirigenti e quadri locali all'estero	(%)	16,65	16,70	15,68
Anzianità lavorativa	(anni)			
Dirigenti		22,78	22,12	22,08
Quadri		20,00	20,02	20,01
Impiegati		16,73	17,03	17,02
Operai		13,55	13,05	13,05
Presenza donne negli organi di amministrazione	(%)	29	33	32
Presenza donne negli organi di controllo[d]		37	39	37
Ore di formazione	(numero)	1.362.182	1.169.385	1.111.112
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:		43,6	36,9	34,2
Dirigenti		51,0	41,7	31,7
Quadri		42,0	37,2	35,7
Impiegati		43,9	36,2	34,5
Operai		44,3	37,7	31,6
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	83,03	80,89	81,96
Italia		100	100	100
Estero		40,91	35,33	44,54
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	73	81	120
Dipendenti		9	10	12
Precedentemente impiegati		64	71	108

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda interno cover), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.
(b) La suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.
(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (7% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.
(d) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale italiano.

Sicurezza

Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie da mettere in campo per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, per perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento del verificarsi degli incidenti. A tal fine nel 2019 sono continuate le iniziative, rivolte sia al personale Eni sia al personale contrattista, per la diffusione della cultura della sicurezza ed in particolare per la promozione di comportamenti corretti e sicuri da attuare in tutti gli ambienti di vita. È stata lanciata la campagna "Safety starts @ office", prosieguo della campagna "Safety starts @ home" del 2018, per promuovere la sicurezza negli uffici e nelle sedi direzionali partendo dalle "Safety Golden Rules"[17] (le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro, entrate in vigore nel 2018). Sono continuate presso i siti operativi le iniziative "Io Vivo Sicuro", giornate dedicate alla ricerca ed attuazione di strumenti pratici per la costruzione di abitudini sane e sicure; quest'anno si è sperimentato un percorso formativo modulare nelle aree tematiche: sicurezza stradale, sicurezza domestica e sicurezza nel tempo libero con l'attivo coinvolgimento dei rappresentanti delle imprese. Nelle consociate estere di upstream è stata implementata l'iniziativa "HSE Personal Commitment Program" che, perseguendo gli impegni di Eni in tema sicurezza, è volta al potenziamento della leadership ed il commitment del management a tutti i livelli, sia di Eni che dei contrattisti, al fine di diffondere la cultura della sicurezza e il coinvolgimento dei partner.

In particolare per quanto riguarda la gestione dei contrattisti presso i siti industriali Eni, nel 2019 si sono ulteriormente rafforzate le attività di controllo in campo mediante le oltre 130 risorse del Safety Competence Center (SCC)[18], impiegate per il coordinamento e supervisione della sicurezza dei cantieri e lavori in appalto. Le imprese, che sono costantemente sollecitate con iniziative di sensibilizzazione per accrescere la loro cultura della sicurezza e che vengono monitorate e valutate attraverso strumenti definiti e implementati dal SCC, sono state oltre 2.800, pari al 70% dei fornitori con potenziali criticità HSE in Italia. Le non conformità riscontrate sono oggetto di immediate azioni correttive e le buone prassi registrate sono riconosciute, condivise e diffuse. Nel 2019 sono proseguite le attività di implementazione degli strumenti e delle metodologie del SCC all'estero in Pakistan e in Tunisia.

Fondamentale per Eni è l'impegno alla sicurezza di processo[19] attuato mediante l'implementazione di un sistema di gestione specifico, in linea con gli standard internazionali, e monitorato tramite audit dedicati. In tema di preparazione e risposta alle emergenze, oltre alle continue esercitazioni, particolare attenzione è stata rivolta agli scenari di rischio naturale, consolidando modalità innovative e centralizzate per l'allertamento meteo-idro.

I principali obiettivi aziendali nel 2020 in tema di sicurezza riguardano: (i) il miglioramento del SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni ed utilizzato nel piano di incentivazione a breve termine dell'AD e dei dirigenti con responsabilità strategiche al fine di focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi; (ii) il consolidamento del Safety Culture Program, che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; (iii) la definizione e diffusione dei 10 Process Safety Fundamentals, le regole operative rilevanti per la sicurezza di processo; (iv) l'estensione sui siti italiani dei progetti che applicano le nuove tecnologie digitali a supporto della sicurezza.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato del 3% rispetto al 2018. Il miglioramento è stato particolarmente marcato per l'indice dei dipendenti (-44%), mentre l'indice dei contrattisti è peggiorato a causa dell'incremento del numero di infortuni (95 rispetto a 82 nel 2018). Si sono verificati 3 infortuni mortali nell'upstream: ad un dipendente in Italia nel marzo 2019 registrato sulla piattaforma Barbara F. al largo di Ancona e a due contrattisti colpiti da oggetti in Egitto. L'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è influenzato da due infortuni occorsi a due contrattisti in Italia (nello stesso evento che ha causato l'infortunio mortale al dipendente Eni) e dall'infortunio ad un contrattista ferito ad una mano in Egitto. In Italia il numero di infortuni totali registrabili è diminuito (37 eventi rispetto ai 40 del 2018) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 14%; all'estero, invece, il numero di infortuni è in leggero aumento (77 eventi rispetto a 76 del 2018), così come l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (+2%).

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,34**	*0,38*	0,35	0,33
Dipendenti		**0,21**	*0,27*	0,37	0,30
Contrattisti		**0,39**	*0,43*	0,34	0,34
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	**3**	*1*	4	1
Dipendenti		**1**	*1*	0	0
Contrattisti		**2**	*0*	4	1
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	**0,01**	*0,01*	0,01	0,00
Dipendenti		**0,00**	*0,00*	0,00	0,01
Contrattisti		**0,01**	*0,01*	0,01	0,00
Near miss	(numero)	**1.159**	*929*	1.431	1.550
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	**334,2**	*206,3*	330,6	306,3
Dipendenti		**92,1**	*56,1*	91,6	93,1
Contrattisti		**242,1**	*150,2*	239,0	213,3

(17) Per maggiori dettagli si veda: https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/cultura-sicurezza-lavoro.html.
(18) Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.
(19) La Sicurezza di Processo ha lo scopo di prevenire e controllare i rilasci incontrollati di sostanze pericolose, durante tutto il ciclo di vita dei propri asset, che possono evolvere in incidenti rilevanti, salvaguardando così la sicurezza delle persone, l'ambiente, la produttività, i beni e la reputazione aziendale.

Rispetto per l'ambiente



Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività al fine di mitigare gli impatti sull'ambiente attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali, in continuo aggiornamento. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua; alla riduzione di oil spill, operativi e da sabotaggio; alla gestione dei rifiuti attraverso la tracciabilità del processo e il controllo di tutta la filiera; alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici dalle prime fasi esplorative fino al termine del ciclo progettuale.

In questo contesto il percorso di transizione verso un'**economia circolare** rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, ponendo come alternativa al classico modello di economia lineare un approccio rigenerativo che si fonda sulla sinergia e simbiosi industriale, associato ad una revisione, mediante l'ecodesign, dei processi produttivi aziendali e della gestione dei propri asset sia riducendo il prelievo di risorse naturali a favore di materiali da fonti rinnovabili (o provenienti da scarti di processi produttivi), sia riducendo e valorizzando gli scarti (rifiuti, emissioni, scarichi) mediante azioni di riciclo o recupero, sia estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione.

Al riguardo, per individuare elementi di circolarità e interventi di miglioramento, sin dal 2017 Eni conduce analisi di circolarità sito-specifiche: nel 2019, Eni ha svolto analisi nei siti multisocietari di Bolgiano e Brindisi, nella raffineria di Taranto e nel deposito di Rho. Sono stati, quindi, identificati interventi, alcuni già in atto, altri in corso di approfondimento, sia internamente al sito (quali interventi di efficientamento energetico o idrico o di recupero di rifiuti), sia di integrazione e interscambio con il territorio circostante.

Eni promuove la **gestione efficiente delle acque** con azioni volte alla mitigazione del rischio idrico, soprattutto nelle aree sottoposte a stress idrico in cui nel 2019 sono continuate le iniziative di riduzione dei prelievi di acqua dolce e nel settore upstream i progetti di accesso all'acqua. In Italia Eni è impegnata nell'aumentare, nell'arco del piano quadriennale, la quota di acqua di falda bonificata e riutilizzata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità (acque reflue o da falde inquinate, oltre che acqua piovana e acqua di mare dissalata) in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle produzioni. Presso il Centro Olio Val d'Agri (COVA) è stata completata la progettazione esecutiva di dettaglio del processo Mini Blue Water, con una capacità di trattamento di circa 70 mc/h, basato su una tecnologia proprietaria; attualmente è in corso l'iter autorizzativo per la realizzazione dell'impianto. Il Blue Water consiste in un processo di trattamento innovativo delle acque di produzione, che porta a un loro riutilizzo per scopi industriali. Solo una piccola quota dei prelievi idrici di Eni proviene da fonti di acqua dolce (circa 8%). Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici[20] e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentano meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni.

Ad aprile 2019 Eni, prima nel settore Oil & Gas, ha aderito al CEO Water Mandate, iniziativa speciale delle Nazioni Unite, con la quale si impegna a migliorare la gestione della risorsa idrica in tutti gli aspetti, sia operativi, che nell'impiego di tecnologie innovative, nell'integrazione col territorio e nella trasparenza. In termini di trasparenza, anche nel 2019 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP Water Security, ottenendo il punteggio A-, riconosciuto a sole altre due compagnie Oil & Gas al mondo.

Con riferimento alla **gestione dei rischi derivanti da oil spill**, Eni è impegnata a mantenere tutti gli aspetti di gestione, dalla preparazione, alla prevenzione, fino alla mitigazione, in linea con le migliori buone pratiche internazionali. Nell'ambito della preparazione, ossia per assicurare la qualità/rapidità/efficacia dell'intervento per tutta la rete degli oleodotti in Italia, è stata avviata sulla rete un'analisi della pericolosità di eventi naturali sugli oleodotti, quali frane ed esondazione fiumi. L'obiettivo è identificare, usando anche i risultati delle analisi di sensibilità socio ambientale, le tratte critiche e le conseguenti priorità per interventi di difesa. Nel 2019 è continuata la resinatura/sostituzione dei serbatoi interrati mono-parete in ambito retail Italia, che sarà completata nel corso del 2020. Inoltre, in Egitto (JV Agiba), Eni ha avviato un programma di interventi per la sostituzione di alcuni tratti di tubazioni e linee di produzione, mentre in Nigeria è proseguita l'installazione dello strumento e-vpms® (Eni Vibroacustic Pipeline Monitoring System – Brevetto proprietario). Inoltre, nel 2019 è stata avviata e completata l'installazione sperimentale del sistema TPI (Third Party Intrusion), estensione dello strumento e-vpms® su due oleodotti del downstream italiano, con l'obiettivo di rilevare tentativi di sabotaggio e consentire, quindi, un intervento prima che l'effrazione avvenga. Nel 2020 proseguirà la sperimentazione di tale sistema, che, in caso di esiti positivi, verrà esteso agli altri oleodotti di prodotti finiti dell'Italia e successivamente degli altri Paesi.

L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni gestisce il tema BES attraverso un modello di gestione specifico che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES[21] si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB)[22] e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali e sociali siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo

(20) Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - www.wri.org) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.
(21) Il modello di gestione BES di Eni è declinato in dettaglio nella Policy BES disponibile sul sito Eni https://www.eni.com/docs/it_IT/eni-com/sostenibilita/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf.
(22) Rio de Janeiro, 1992.

e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Inoltre, ad ottobre 2019, Eni ha comunicato l' impegno formale a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO[23]. Tale impegno conferma la policy che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la nuova mission aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 i prelievi di acqua di mare si sono ridotti del 12% grazie al calo di oltre 93 milioni di metri cubi presso la raffineria di Gela[24] e alle riduzioni registrate presso gli impianti petrolchimici di Priolo, Brindisi e Porto Marghera per le fermate di manutenzione (riduzione del prelievo di oltre 56 milioni di metri cubi complessivi). Sul calo dei prelievi di acqua di mare ha inoltre influito la cessazione delle attività delle navi di LNG Shipping (contributo pari ad oltre 60 milioni di metri cubi nel 2018). I prelievi di acque dolci, riconducibili per oltre il 76% al settore R&MeC, sono aumentati del 10%, a causa dell'assetto che il pretrolchimico di Mantova ha dovuto tenere nel corso della fermata per la manutenzione delle torri di raffreddamento e delle prove sugli impianti antincendio della raffineria di Sannazzaro. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è salita all'89%. La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P si è attestata al 58%, in diminuzione rispetto al 2018 a causa di interventi di manutenzione in Nigeria (Ebocha) e problemi tecnici in Congo (Zatchi e Loango). I barili sversati a seguito di oil spill operativi si sono più che dimezzati rispetto al 2018, in particolare in Italia e Nigeria (in quest'ultimo Paese grazie anche a interventi strutturali quali la manutenzione preventiva o la revisione del piano anti-corrosione integrato e la sostituzione dei tratti di linee che attraversano fiumi o canali). I due eventi più rilevanti sono stati registrati in Egitto (sversamento di 200 barili a seguito del ribaltamento di un camion in manovra) e in Nigeria (198 barili sversati per sovrariempimento di un serbatoio). Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2019 si è registrato un aumento sia del numero di spill sia delle quantità sversate; tutti gli eventi hanno riguardato le attività upstream in Nigeria dove l'incremento degli spill potrebbe essere in parte legato alle maggiori tensioni sociali per le concomitanti elezioni politiche. I barili sversati a seguito di chemical spill sono in considerevole calo e sono principalmente riconducibili alle attività upstream in Regno Unito e USA. I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2019 sono diminuiti del 15% rispetto al 2018, in particolare per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi (pari al 78% del totale), mentre i rifiuti pericolosi sono risultati in aumento. La diminuzione dei rifiuti non pericolosi è legata principalmente al settore E&P, grazie alla riduzione dei rifiuti associati all'attività di sviluppo del progetto Zohr in Egitto e alla minore produzione delle acque di strato onshore del Distretto Centro Settentrionale smaltite come rifiuto. L'aumento dei rifiuti pericolosi è stato invece causato dalle campagne di perforazione in Nigeria, Kazakhstan, Angola e Pakistan. La quota di rifiuti recuperati e riciclati è stata pari al 7% dei rifiuti totali smaltiti[25], in calo rispetto al 2018, anno nel quale il ramp-up del progetto Zohr ha generato ingenti quantità di rifiuti recuperati. Nel 2019 sono state generate complessivamente 4,1 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per il 66% da acque di falda. Nel 2019 sono stati spesi €367 milioni in attività di bonifica. Le emissioni di inquinanti in atmosfera sono in diminuzione, ad eccezione delle emissioni di NMVOC che sono aumentate del 4% rispetto al 2018 in particolare nel settore upstream dove è stata aggiornata la composizione del gas del campo di Bouri in Libia, che ha comportato un aumento della percentuale di composti non metanici inviati a torcia.

Nel 2019, Eni ha esteso la valutazione dell'esposizione al rischio biodiversità ai siti operativi di R&M, Versalis, EniPower, oltre alle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore upstream, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette[26] o con siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA[27]). L'analisi della mappatura dei siti operativi di R&M, Versalis ed EniPower ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 11 siti, tutti ubicati in Italia; ulteriori 15 siti in 6 Paesi (Italia, Austria, Ungheria, Francia, Germania e Regno Unito) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore upstream, 75 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA (17 in più rispetto al 2018), ma di queste solo 31 concessioni (4 in più rispetto al 2018) localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan, Alaska, Egitto e Regno Unito) hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. L'incremento del numero di concessioni rispetto allo scorso anno è dovuto all'acquisizione di blocchi già in produzione nel mare di Beaufort vicino alla costa dell'Alaska. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000[28] che ha un'estesa dislocazione sul territorio nazionale. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dell'UNESCO (WHS[29]); un solo sito upstream[30] è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno di tale area protetta.

(23) Siti Naturali iscritti alla Lista Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO alla data del 31 maggio 2019. Per approfondimenti si rimanda al sito Eni https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2019/10/eni-si-impegna-a-non-svolgere-attivita-di-esplorazione-e-sviluppo-nei-siti-naturali-del-patrimonio-mondiale-dellunesco.html.

(24) È stata realizzata una modifica del sistema di convogliamento delle acque di raffreddamento agli impianti utilizzatori con la realizzazione di una rete a circuito chiuso e ridimensionamento della pompa di sollevamento dell'acqua di mare adeguandone la portata all'effettivo utilizzo.

(25) Nel dettaglio, nel 2019 il 10% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, l'8% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 19% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 62% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, il 6% è stato recuperato/riciclato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 6% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 87% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

(26) Fonte: World Database of Protected Areas, analisi effettuata a dicembre 2019.

(27) Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas, analisi effettuata a dicembre 2019. Le KBA (Key Biodiversity Areas) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.

(28) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della direttiva 79/409/CEE del 2 Aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

(29) WHS, World Heritage Site.

(30) Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	**1.597**	*1.549*	1.776	1.786
di cui: acqua di mare		**1.451**	*1.433*	1.640	1.650
di cui: acqua dolce		**128**	*114*	117	119
di cui: prelevata da acque superficiali		**90**	*81*	81	79
di cui: prelevata da sottosuolo		**20**	*16*	19	20
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		**8**	*7*	6	10
di cui: acqua da TAF[a] utilizzata nel ciclo produttivo		**3**	*3*	4	4
di cui: prelevata da altri stream		**7**	*7*	7	6
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		**18**	*2*	19	16
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	**89**	*90*	87	86
Acqua di formazione reiniettata		**58**	*54*	60	59
Oil spill operativi					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**68**	*34*	72	55
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**1.036**	*422*	2.665	3.323
Oil spill da sabotaggio (compresi furti)[b]					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**138**	*138*	101	102
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**6.222**	*6.222*	4.022	3.236
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	**21**	*21*	34	17
Volumi di chemical spill	(barili)	**4**	*4*	61	63
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	**2,2**	*1,8*	2,6	1,4
di cui: pericolosi		**0,5**	*0,4*	0,3	0,7
di cui: non pericolosi		**1,7**	*1,4*	2,3	0,7
Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO_2eq)	**52,0**	*30,5*	53,1	55,6
Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO_2eq)	**15,2**	*4,8*	16,5	8,4
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	**24,1**	*13,5*	23,1	21,5
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		**1,4**	*0,7*	1,5	1,5

[a] TAF: Trattamento acque di falda.
[b] Il dato 2018 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione della DNF 2018. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2019.

Numero di Aree Protette e KBA in sovrapposizione con siti operativi R&M, Versalis, Enipower e concessioni UPS – 2019[a]

		SITI OPERATIVI R&M, Versalis, EniPower		CONCESSIONI UPS
		In sovrapposizione a siti operativi	Adiacente a siti operativi (<1km)[b]	Con attività operativa nell'area di sovrapposizione
Siti operativi/ Concessioni Eni[c]	(numero)	11	15	31
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	0
Natura 2000		5	21	15
IUCN[d]		4	11	3
Ramsar[e]		0	3	2
Altre Aree Protette		2	3	12
KBA		6	11	13

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&M, anch'esso appartenente a società operata.
(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.
(c) Un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizone/adiacenza a più aree protette o KBA.
(d) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.
(e) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

Diritti umani

Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni per il rispetto dei diritti umani approvata a dicembre 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno e su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani[31] e perseguendo un'ottica di miglioramento continuo. Eni ha approfondito tale impegno all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights, pubblicato per la prima volta a dicembre 2019[32].

I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Nel 2019 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno e ha analizzato il risultato conseguito nella terza edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), in cui Eni risulta tra le imprese che maggiormente hanno aumentato il punteggio rispetto alla prima edizione, confermandosi best performer nella sezione "Company Human Rights Practices".

Nel 2019 l'AD di Eni ha confermato l'impegno dell'azienda sul tema, sia firmando la "CEO Guide to Human Rights" del WBCSD (World Business Council for Sustainable Development), che include una sua dichiarazione sull'importanza del rispetto dei diritti umani e sul miglioramento delle norme in materia di business e diritti umani di Eni, sia partecipando ad una video intervista per la campagna di lancio del WBCSD[33] di questa guida.

Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sul tema diritti umani avviato nel 2016, nel 2019 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sui diritti umani e a migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.

Nel corso del 2019 sono state inoltre completate le azioni descritte nel piano pluriennale realizzato dal Gruppo di Lavoro avviato nel 2017, in cui erano state identificate le principali aree di miglioramento e definite le azioni necessarie per il continuo progresso delle proprie performance. Tali azioni, associate alle 4 macro aree in cui sono raggruppati i cd. "Salient Issue"[34] di Eni, ovvero diritti umani (i) sul **posto di lavoro**[35], (ii) nelle comunità, (iii) nella catena di fornitura e (iv) nelle operazioni di security, sono state recepite in specifici obiettivi manageriali direttamente collegati alle performance sui diritti umani, assegnati a tutti i 18 primi riporti dell'AD.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based che si avvale di numerosi elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio Verisk Maplecroft, al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio diritti umani e di individuare le opportune misure di gestione. In base a questa impostazione, i progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante l'esecuzione di dedicati "Human Rights Impact Assessment" (HRIA). Nel 2019 è stato svolto uno studio HRIA in Messico, riferito al progetto di sviluppo avviato nell'Area 1 dell'offshore (shallow waters) del Golfo del Messico, per il quale Eni si è avvalsa del supporto del Danish Institute for Human Rights. In Mozambico e in Angola, sempre nel 2019 è stato perfezionato il Piano di Azione relativo a due analisi sui diritti umani svolte nel 2018, (i cui Report sono stati emessi nel corso dell'anno), e sono stati svolti ulteriori due approfondimenti su nuove aree.

Nel 2019 è stato inoltre condotto un assessment di approfondimento per le attività downstream, volto a identificare le tematiche maggiormente rilevanti sui diritti umani nei processi di Refining & Marketing, a seguito del quale è stato predisposto uno specifico piano di azione.

La promozione e la tutela dei **diritti umani nella catena di fornitura** è garantita attraverso attività di assessment e l'applicazione di criteri basati su standard internazionali, come gli standard SA 8000. Nel 2019 sono stati oggetto di tali assessment 9 fornitori, di cui 1 dell'Ecuador, 3 del Vietnam, 1 del Messico e 4 della Tunisia. Eni, inoltre, è impegnata nella diffusione di un codice di condotta rivolto ai fornitori, che ribadisca l'importanza del rispetto dei principi cardine di sostenibilità nella catena di fornitura. Ulteriori azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite rispettivamente nel "Slavery and Human Trafficking Statement"[36] e nella Posizione sui "Conflict minerals"[37].

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights. In linea con il suo impegno, Eni ha progettato un insieme coerente di regole e strumenti per garantire che: (i) i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (ii) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati, tra gli altri, in base a criteri afferenti i diritti umani, (iii) gli operatori e i supervisori della sicurezza ricevano formazione adeguata sul rispetto dei diritti umani; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali. Inoltre, Eni sta sviluppando un processo di "human rights due diligence" volto ad identificare il rischio di

(31) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs)
(32) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/enifor-human-rights.pdf.
(33) Si veda: https://www.youtube.com/watch?v=xFgmRtYHn4s&feature=emb_logo.
(34) Le questioni salienti, o salient issue, identificano le principali tematiche identificate in Eni relativamente ai Diritti Umani.
(35) Si rimanda alla sezione "Persone" alle pagine 126-128.
(36) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015.
(37) In adempimento alla normativa della US SEC.

impatto negativo sui diritti umani in relazione alle attività di security e valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione.
A complemento di tutte le azioni intraprese per assicurare il rispetto dei diritti umani, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di segnalazioni inviate o trasmesse da stakeholder, Persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 è proseguito il programma di formazione Human Rights sia con moduli formativi specifici che con campagne accessibili via web da tutti i dipendenti (Security and Human Rights, Human Rights and relations with Communities, Human Rights in the Workplace e Human rights in the Supply Chain). Inoltre, nel 2019 sono state avviate le nuove campagne di formazione per tutta la popolazione Eni: "Sostenibilità in tema di stakeholder, reporting e diritti umani" e "SDGs". Il tema dei diritti umani & security è poi regolarmente affrontato in tutti i percorsi formativi rivolti al personale di sicurezza, tra cui i workshop dedicati ai Security Officer di nuova nomina, di cui, nel 2019, è stata realizzata una terza edizione. Nel 2019 è stata inoltre garantita l'erogazione del corso e-learning "Security & Human Rights", rivolto sia ai nuovi ingressi nella Funzione di Security sia a risorse che non avevano ancora effettuato il corso. L'e-learning è stato realizzato in tre lingue (italiano, inglese e francese), al fine di ampliarne la fruibilità. Anche grazie ai corsi sopra menzionati, la percentuale di personale appartenente alla famiglia professionale di Security formato in tema di diritti umani si è attestata al 92%.
Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le consociate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. Nel 2019, la sessione formativa è stata realizzata in Pakistan e in Nigeria ed è stata indirizzata alle Forze di Sicurezza, pubblica e privata, che svolgono la loro attività presso i siti direzionali ed operativi di Eni.
Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2019 è stata completata l'istruttoria su 74 fascicoli[38], di cui 20[49] includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 26 asserzioni con i seguenti esiti: per 7 di esse sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere e formazione verso i dipendenti; (ii) azioni verso i fornitori e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il Modello 231 e il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 15 fascicoli, in 8 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	25.845	10.653	7.805
In classe		108	164	52
Distance		25.737	10.489	7.753
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[a]	(%)	97	91	74
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[b]	(numero)	696	73	308
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani[c]	(%)	92	96	88
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		97	90	88
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti il rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno[d]:	(numero)	20 (26)	31 (34)	29 (32)
Asserzioni fondate		7	9	3
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		8	9	9
Asserzioni non fondate/not applicable[e]		11	16	20

(a) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.
(b) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.
(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. La variazione rispetto al dato del 2018 (pari al 96%) e imputabile ad una modifica di perimetro, dovuta all'inserimento di nuove risorse da formare ed all'uscita di risorse già formate.
(d) I dati relativi all'anno 2017 includono 1 fascicolo con 1 asserzione non fondata/non applicable riferito a società non consolidate integralmente.
(e) Classificazione introdotta nel 2019. Sono classificate come tali le segnalazioni/asserzioni in cui i fatti segnalati: i) coincidono con l'oggetto del pre-contenzioso, contenzioso e indagine; ii) non sono qualificabili come Segnalazioni Circostanziate Verificabili non ritenendo pertanto possibile avviare la fase di accertamento; iii) Circostanziati Verificabili per i quali, alla luce degli esiti delle verifiche preliminari condotte, non si valuta necessario l'avvio della successiva fase di accertamento.

(38) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.
(39) Tutti relativi a società consolidate con il metodo integrale.

Fornitori

Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutarne la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del proprio processo di Procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnica, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori un formale impegno al rispetto dei principi del proprio Codice Etico (quali la tutela e promozione dei diritti umani[40], rispetto di standard di lavoro sicuri, salvaguardia dell'ambiente, contrasto alla corruzione, osservanza di leggi e regolamenti, integrità etica e correttezza nelle relazioni, rispetto delle norme antitrust e di concorrenza leale); (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori di Eni dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento dei loro modelli operativi o qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2019, circa 6.000 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (es. salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anti-corruzione, compliance). Questo numero è in sensibile crescita rispetto all'anno precedente grazie all'inclusione dei dati relativi ad ulteriori due Controllate estere (Eni US ed Eni Angola) e ad affinamenti nel sistema di reportistica, che hanno permesso di valorizzare completamente anche l'attività di aggiornamento delle qualifiche scadute. Per il 15% di questi fornitori sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento, tali comunque da non compromettere, nell'89% dei casi, la possibilità di farvi potenzialmente ricorso, mentre per il restante 11% dei fornitori oggetto di verifica le criticità rilevate hanno comportato l'interruzione protempore dei rapporti con Eni. Nel 2019 sono infatti state rilevate criticità e/o aree di miglioramento su 898 fornitori e 96 di essi hanno ricevuto una valutazione negativa in fase di qualifica oppure sono stati oggetto di un nuovo provvedimento ostativo (stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica) o di una conferma dello stato ostativo pre-esistente, emesso da Eni spesso in forma cautelativa anche verso fornitori non direttamente contrattualizzati. Le criticità rilevate (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights sono riconducibili a tematiche HSE o a violazioni di Diritti umani, ad esempio a norme salute e sicurezza, violazione del Codice Etico, corruzione, eco-reati.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	5.906	5.184	5.055
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		898	1.008	1.248
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		96	95	65
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100	100	100

(40) Sul portale dei fornitori di Eni, è disponibile un video in cui 4 testimonial Eni illustrano i contenuti principali della Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani (per maggiori approfondimenti si veda: https://esupplier.eni.com/PFU_it_IT/formazioneeiniziative.page?).

Trasparenza e lotta alla corruzione

Eni aderisce al Global Compact che incoraggia le aziende aderenti ad allineare le proprie attività ai dieci principi universalmente riconosciuti in termini di diritti umani, lavoro, ambiente, trasparenza e lotta alla corruzione e a contribuire al raggiungimento degli SDGs. A dimostrazione del suo impegno costante a favore dei Principi delle Nazioni Unite per il business responsabile, nel 2019 Eni è stata confermata nel Global Compact (GC) LEAD e riconosciuta come uno dei partecipanti più attivi all'iniziativa sulla sostenibilità d'impresa.

I principi del GC sono riflessi nel Codice Etico di Eni; in particolare il ripudio della corruzione è uno dei principi fondamentali del Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e del Modello 231. Inoltre, a partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corruttive. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, sono obbligate ad adottare, con delibera del proprio CdA[41], sia la Management System Guideline (MSG)[42] che tutti gli altri strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni SpA.

Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Ai fini del mantenimento di detta certificazione, Eni SpA è sottoposta annualmente ad audit di sorveglianza da parte dell'ente certificatore e a dicembre 2019 si è concluso con esito positivo il primo audit di ricertificazione.

Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni, sin dal 2010, è stata costituita l'unità anti-corruzione, incaricata di fornire supporto specialistico alle linee di business e alle società controllate in Italia e all'estero nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità dei partner a rischio (cd. "due diligence") e nell'elaborazione dei relativi presidi contrattuali in aree a rischio di corruzione. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con i partner, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono, tra l'altro, l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nella MSG Anti-Corruzione di Eni.

L'unità anti-corruzione realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni sulla base del livello di rischio di corruzione in funzione di specifici driver di rischiosità come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Il roll-out applicativo della metodologia è stato effettuato a marzo 2019.

L'unità anti-corruzione, inoltre, sottopone agli organi di controllo e al Chief Financial Officer di Eni SpA, una relazione periodica sulle attività della funzione di compliance anti-corruzione e una reportistica trimestrale di sintesi degli strumenti normativi emessi nel periodo[43].

Inoltre, nell'anno 2019, l'unità anti-corruzione ha proseguito il programma di formazione anti-corruzione, sia on-line che in aula, per alcune categorie di partner di Eni. L'obiettivo di tale programma è quello di sensibilizzare i terzi sul tema della corruzione e in particolare su come riconoscere un comportamento corruttivo e come prevenire la violazione delle leggi anti-corruzione nell'ambito della loro attività professionale.

Per valutare l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione, nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sulle attività rilevanti, con interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.

A testimonianza del suo impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un buon uso delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005[44]. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale.

Infine Eni pubblica annualmente la "Relazione sui pagamenti ai governi" dal 2015 su base volontaria e, a partire dal 2017, in ottemperanza agli obblighi di reporting introdotti alla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive). Inoltre, in conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS"[45]. Sempre nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale, tale report è oggetto di pubblicazione da parte di Eni malgrado l'assenza di obblighi normativi al riguardo.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2019 sono stati svolti, in 20 Paesi, 27 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione confermando nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2019 è stata avviata una nuova campagna di formazione on-line sui temi anticorruzione tutta la popolazione aziendale. In parti-

(41) O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.
(42) Le MSG rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni per la gestione dei processi operativi, di supporto al business e dei processi trasversali di compliance e di governance.
(43) Si ricorda che nel 2017 è stata svolta una board induction rivolta al Collegio Sindacale e nuovi amministratori sui processi di compliance integrata e Internal Audit, con focus su Segnalazioni e verifiche integrative sugli strumenti normativi anti-corruzione.
(44) Iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo.
(45) Il BEPS è il piano d'azione definito dal G20 e dall'OCSE che stabilisce a livello internazionale regole uniche e trasparenti in materia fiscale, al fine di rendere inefficaci le strategie di erosione della base imponibile e di traslazione dei profitti da parte delle imprese multinazionali. Il piano si articola in 15 Action di cui la numero 13 (Transfer Pricing Documentation and Country-by-Country Reporting) prevede la redazione del Country by Country Report che raccoglie dati su volume d'affari, profitti e imposte aggregati con riferimento alle giurisdizioni nelle quali l'azienda conduce il business.

colare, nel 2019 sono stati formati 23.347 dipendenti, di cui il 59% rappresentato da risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste, e Regno Unito. In Kazakhstan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le consociate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione[a]	(numero)	**27**	*27*	32	36
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	**13.886**	*13.564*	951	493
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		**9.461**	*9.179*	1.950	1.857
Workshop generale		**1.237**	*1.211*	1.765	1.434
Job specific training		**1.108**	*1.090*	1.461	1.539
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	**9**	*9*	8	9

(a) I dati del 2017 e 2018 si riferiscono alle sole società consolidate integralmente.

ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE



Nella nuova mission aziendale, Eni ha voluto rappresentare in maniera più esplicita il cammino intrapreso da diversi anni per rispondere alle sfide globali, per contribuire al raggiungimento degli SDGs e per creare valore di lungo termine nei Paesi di presenza attraverso un'attività di business che mira ad aumentare l'accesso alle risorse energetiche contribuendo allo stesso tempo allo sviluppo socio-economico. In questo contesto Eni investe nella costruzione di infrastrutture per la produzione e il trasporto di gas sia per l'esportazione sia per il consumo domestico, riconoscendo che la lotta alla povertà energetica è il primo passo per soddisfare i bisogni primari relativi all'istruzione, alla salute e alla diversificazione economica. Questi ambiti fanno parte di un modello di cooperazione integrato al business che costituisce un elemento distintivo di Eni, denominato dual flag, e supporta i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo.

L'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna in modo sempre più approfondito le varie fasi progettuali di business, permette ad Eni di conoscere le esigenze delle persone che abitano i territori dove opera e quindi definire i settori di intervento e le possibili soluzioni che si traducono in obiettivi nel Piano strategico quadriennale. Eni integra, pertanto, la sostenibilità già a partire dal momento dell'acquisizione delle licenze, passando per lo sviluppo dei progetti di business, fino al decommissiong adottando strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale. In questo modo all'attività di business si affianca, fin dalle prime fasi di negoziazione con i governi, quella a supporto dei bisogni primari delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme – LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e in coerenza coi Piani Nazionali di Sviluppo (Nationally Determined Contributions[46] – NDCs), prevedono cinque linee di azione:

- **Local Content:** generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e il lancio di progetti di sviluppo;
- **Land management:** gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire la minimizzazione delle conseguenze per le comunità locali;
- **Stakeholder engagement:** valorizzazione della relazione con gli stakeholder che si fonda sulla condivisione di valori, sulla reciproca comprensione e attenzione;
- **Human Rights Impact Assessment:** valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni e definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, anche attraverso un processo di "human rights due diligence" ed in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGPs);
- **Progetti di sviluppo locale:** contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita.

(46) Presentati alla COP21 di Parigi.

I Programmi per lo Sviluppo Locale (LDP) vogliono inoltre contribuire al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e alle tecnologie per il clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali), all'educazione e formazione professionale, alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'accesso all'acqua e ai servizi igienico sanitari, al miglioramento dei servizi sanitari per le comunità.
Le iniziative realizzate nei Paesi di presenza fanno leva su un approccio integrato attraverso partenariati che, mettendo a fattor comune risorse economiche, umane e di conoscenza, permettono di massimizzarne i risultati. Esempi di questo approccio sono gli accordi sottoscritti con i governi di Angola, Messico e Mozambico, simbolo di un modello che integra lo sviluppo locale, le energie rinnovabili, la salute e la ricerca di idrocarburi, ma anche la partnership siglata nel 2019 con l'United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) per il miglioramento dell'occupazione giovanile, la valorizzazione della filiera agroalimentare, l'energia rinnovabile e l'efficienza energetica in particolare nel continente africano. Collaborazioni come queste si inquadrano nella strategia di sviluppo a lungo termine di Eni.
Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti a livello internazionale, Eni ha sviluppato:

- Strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale (es. Context analysis, Human Rights Impact Assessment - HRIA);
- Strumenti gestionali per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti (es. Stakeholder Management System – SMS, Logical Framework Approach – LFA, Monitoring, Evaluation and Learning - MEL);
- Strumenti di valutazione di impatto, utili a quantificare i benefici generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione (es. Eni Local Content Evaluation – ELCE, Eni Impact Tool[47]);
- Analisi atte a misurare la percentuale di speso verso fornitori locali presso alcune rilevanti consociate estero upstream, che nel 2019, è pari a circa il 35%.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €95,3[48] milioni (quota Eni), di cui circa il 98% nell'ambito delle attività upstream. In Asia sono stati spesi circa €28,1 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per la manutenzione di infrastrutture viarie (ponti e strade). In Africa sono stati spesi un totale di €53,3 milioni, di cui €48,6 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito della manutenzione di infrastrutture viarie e nella realizzazione di infrastrutture per la formazione. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €43,4 milioni, di cui €20,8 milioni in Africa e €21,2 milioni in Asia. Sul tema della salute, nel 2019, Eni, al fine di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 14 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 9 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment). Sono stati inoltre svolti 1 studio completo di HRIA (Human Rights Impact Assessment) e 2 ulteriori approfondimenti sui diritti umani in relazione a nuovi progetti[49]. Nel corso del 2019 sono stati ricevuti 253 grievance[50], tra cui i temi principali sono la manodopera locale, la gestione dei terreni e i progetti di sviluppo e accesso all'energia.

Principali indicatori di performance

(milioni di euro)	2019 Totale	2019 *di cui società consolidate integralmente*	2018 Totale	2017 Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	**95,3**	*73,6*	94,8	*70,7*
di cui: infrastrutture	**43,4**	*43,3*	32,4	*22,1*

(47) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte di investimento per le future iniziative.
(48) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2019 sono pari a €18,6 milioni, di cui: €18,1 milioni in Mozambico, €0,4 milioni in Ghana e €0,1 milioni in Kazakhstan.
(49) Si rimanda alla sezione "Diritti umani" alle pagine 133-134 per approfondimenti.
(50) Reclami o lamentele sollevati da un individuo – o un gruppo di individui – relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare i contenuti non finanziari per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità, viene aggiornata l'analisi di materialità. Gli aspetti materiali ricomprendono le tematiche prioritarie per tutti gli stakeholder rilevanti di Eni, esterni ed interni, ed identificano le sfide e le opportunità chiave dell'intero ciclo delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

Identificazione degli aspetti rilevanti

Le istanze degli stakeholder rilevanti sono mappate sia attraverso una piattaforma dedicata (Stakeholder Management System – SMS), che supporta la gestione degli stakeholder locali, sia mediante interviste con le funzioni responsabili di gestirne le relazioni su base continuativa durante l'anno. Inoltre, per individuare gli aspetti rilevanti sono stati considerati anche i principali rischi ESG definiti attraverso il modello di risk management integrato, e i risultati delle analisi di scenario svolte da Eni.

Analisi delle priorità interne e esterne

La materialità dei temi identificati è definita sulla base delle analisi di priorità:

- della rilevanza degli stakeholder e delle relative istanze;
- dei principali rischi ESG risultanti dal processo di Risk Management Integrato (RMI), che tiene in considerazione anche le evidenze fornite da provider esterni, tra cui RepRisk[51]. Tali rischi sono valutati considerando anche potenziali impatti ambientali, sociali, su salute e sicurezza e reputazionali;
- degli elementi di scenario – definiti sulla base degli argomenti che sono stati affrontati durante le riunioni del Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) nel corso del 2019.

La combinazione di queste analisi, includendo le tematiche prioritarie per tutti gli stakeholder rilevanti, permette di considerare un'ottica tanto esterna che interna all'azienda.

Condivisione e validazione con l'organo di governo

Gli aspetti materiali e la relativa analisi sono stati presentati al CSS al CdA.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2019 ai quali sono stati associati gli SDGs su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

I TEMI MATERIALI 2019

NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO	Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, biocarburanti e chimica verde	SDGs: 7 - 9 - 12 - 13 - 15 - 17

MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE	Occupazione, Diversità e Inclusione Formazione Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	SDGs: 3 - 4 - 5 - 8 - 10
SICUREZZA	Sicurezza delle persone e asset integrity	SDGs: 3 - 8
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI	Risorsa idrica, biodiversità e oil spill	SDGs: 3 - 6 - 9 - 11 -12 - 14 - 15
DIRITTI UMANI	Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security	SDGs: 1 - 4 - 8 - 10 - 16 - 17
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS	Trasparenza e Lotta alla corruzione	SDGs: 16 - 17

ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE

ACCESSO ALL'ENERGIA		SDGs: 7 - 17
SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE	Diversificazione economica, Educazione e Formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute	SDGs: 1 - 2 - 3 - 4 - 6 - 7 8 - 9 - 10 - 15 – 17
LOCAL CONTENT		SDGs: 4 - 8 - 9

DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE TECNOLOGICA E RICERCA	SDGs: 7 - 9 - 12 - 13 - 17

(51) RepRisk è un provider per l'analisi di materialità dei rischi ESG relativi a società, settori, Paesi e tematiche, il cui modello di calcolo si basa sulla rilevazione e classificazione delle informazioni (i.e. "risk incidents") provenienti da media, altri stakeholder e fonti pubbliche esterne alle società.

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 del Gruppo Eni.

Il perimetro dei dati sicurezza, ambiente, clima, segnalazioni, interventi di audit con verifiche anticorruzione, formazione anti corruzione, investimenti per lo sviluppo locale e numero di Paesi in cui Eni supporta, direttamente o indirettamente, i Multi Stakeholder Group locali di EITI è in linea con altri documenti societari e, in alcuni casi, in continuità con il passato. L'obiettivo, oltre a garantire coerenza con gli obiettivi prefissati, è rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In questi casi, i commenti alle performance si riferiscono a tale perimetro. A tutti questi dati, è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2019 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente.

In particolare, per i dati sicurezza, ambiente e clima il perimetro è costituito dalle società significative dal punto di vista degli impatti HSE, che include le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni[52]. Relativamente alla salute, i dati considerano le società significative dal punto di vista degli impatti salute ed includono le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, che si riferiscono alle sole società consolidate integralmente).

Il perimetro dei dati relativi alla formazione anti corruzione, agli investimenti per lo sviluppo locale e al numero di Paesi in cui Eni supporta, direttamente o indirettamente, i Multi Stakeholder Group locali di EITI è relativo a tutte le società di bilancio nelle quali sono previste attività di formazione/investimenti per lo sviluppo locale/supporto dei Multi Stakeholder Group di Eiti.

Il perimetro dei dati relativi ai fascicoli di segnalazione si riferisce ad Eni SpA e alle società controllate. Il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorruzione si riferisce a Eni S.p.A, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni. Per gli indicatori HR, si espongono i dati delle società consolidate integralmente al 31 dicembre 2019.

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2017-2019.

In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento.

I dati relativi all'anno 2019 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento, natura del dato stesso. Qualora una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo.

Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli dello Standard 403: Occupational Health and Safety che fanno riferimento all'edizione 2018.

KPI	METODOLOGIA
CAMBIAMENTO CLIMATICO	
EMISSIONI GHG	Scope 1: le emissioni di GHG dirette comprendono le emissioni di CO_2, CH_4 e N_2O; il Global Warming Potential utilizzato è 25 per il CH_4 e 298 per l'N_2O. I fattori di emissione utilizzati per i calcoli sono, laddove possibile, sito specifici o, in alternativa, ricavati dalla letteratura internazionale disponibile. Scope 2: le emissioni di GHG indirette sono relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e comprendono i contributi di CO_2, CH_4 e N_2O. Non sono presenti contributi di emissioni di CO_2 di origine biogenica.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Numeratore: emissioni di GHG dirette (Scope 1) e comprendono CO_2, CH_4 e N_2O. Denominatore: • UPS: produzione lorda di idrocarburi 100% operata • R&M: quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati) dalle raffinerie di proprietà • EniPower: energia elettrica equivalente prodotta
EFFICIENZA OPERATIVA	L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (scope 1 e scope 2 calcolate su base operata espresse in tonCO_2eq) delle principali produzioni industriali Eni rispetto alla produzione operata (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione.
CONSUMI ENERGETICI	Consumo di fonti primarie: somma dei consumi di fuel gas, gas naturale, gas di raffineria/processo, GPL, distillati leggeri/benzine, gasolio, kerosene, olio combustibile, FOK e coke da FCC. Energia primaria acquistata da altre società: somma degli acquisti di energia elettrica, calore e vapore da terzi. Il consumo da fonti rinnovabili dipende dal mix elettrico nazionale perché attualmente irrilevante il consumo da pannelli fotovoltaici installati da Eni sui propri asset.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.

(52) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società non consolidate integralmente: Agiba Petroleum Co, CARDÓN IV SA, Eni Denmark BV, Eni India Ltd, Eni Iran BV, Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd, Eni Portugal BV, Eni RD Congo SA, Eni Ukraine Llc, Eni Yemen Ltd, EniProgetti Egypt Ltd, Groupment Sonatrach-Agip, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Mozambique Rovuma Venture SpA, Petrobel Belayim Petroleum Co, PetroJunín SA, PetroSucre SA, United Gas Derivatives Co, Vår Energi AS, Servizi Fondo Bombole Metano SpA, Eni USA R&M Co Inc, Esacontrol SA, Oléoduc du Rhône SA, ООО "Eni-Nefto", Tecnoesa SA, Costiero Gas Livorno SpA, Eni Gas Transport Services Srl, Società EniPower Ferrara Srl, Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi, Versalis Pacific (India) Private Ltd, Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA, Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione), Oleodotto del Reno SA.

KPI	METODOLOGIA
PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
RELAZIONI INDUSTRIALI	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. **Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva:** si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito.
ANZIANITÀ LAVORATIVA	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
ORE DI FORMAZIONE	Ore erogate ai dipendenti Eni tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distance) e attraverso attività realizzata dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
SICUREZZA	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. **TRIR:** indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze:** infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Near miss:** evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunose o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. I pericoli principali rilevati nel 2019 in Eni sono individuati nelle seguenti tipologie di attività: • movimentazione dei carichi: eventi collegati alle attività di sollevamento o spostamento di carichi sullo stesso piano; • sistemi energizzati: eventi collegati ad attrezzature in pressione o contenenti fluidi ad alta/bassa temperatura, parti elettriche esposte o parti meccaniche in movimento, associati per la maggior parte delle volte ad eventi infortunistici occorsi durante l'utilizzo di parti meccaniche in movimento, in particolare strumenti da taglio e molatura.
SALUTE	**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:** indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. **Casi registrabili di malattie professionali:** numero di denunce di malattia professionale. **Tipologie principali di malattie:** le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).
AMBIENTE	
PRELIEVI IDRICI	Somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.
BIODIVERSITÀ	**Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA):** siti operativi R&M, Versalis ed EniPower in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre 2019). **Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA):** siti operativi R&M, Versalis ed EniPower in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km, (a dicembre 2019). **Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2019) che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. **Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette o *Key Biodiversity Areas* (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2019) che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas" (ultimo aggiornamento a dicembre 2019), dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC. Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: • è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); • i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.

KPI	METODOLOGIA
SPILL	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo.
RIFIUTI	**Rifiuti da attività produttiva:** rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. **Rifiuti da attività di bonifica:** comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.
TUTELA DELL'ARIA	**NO_x:** emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprese emissioni di NO ed NO_2, escluso N_2O. **SO_x:** emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. **NMVOC:** emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. **PST:** emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.
DIRITTI UMANI	
CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
SEGNALAZIONI	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i Diritti Umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, non fondate con azioni, non fondate).
FORNITORI	
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti da Eni SpA, Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US ed Eni Angola; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence, sottoposti ad un processo di qualifica, oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE, compliance o comportamento commerciale, oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (SA8000); l'indicatore si riferisce a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US ed Eni Angola.
NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment", in quanto tale assessment si applica anche ai nuovi fornitori (oltre a quelli con cui un rapporto è già in essere).
LOTTA ALLA CORRUZIONE	
FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	**E-learning** rivolto a risorse in contesto a medio/alto rischio di corruzione. **E-learning** rivolto a risorse in contesto a basso rischio di corruzione. **Workshop generale:** eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. **Job specific training:** eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali in contesto a rischio corruzione.
SVILUPPO LOCALE	
INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per i progetti di sviluppo locale realizzati da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.
SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2019 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1)"Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una JV con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la JV); 2)"Metodo Valuta locale" (Angola e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3)"Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq e Nigeria): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4)"Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono quelli nei quali si è rilevata una componente di spesa maggiore rispetto al totale speso del Gruppo Eni.

GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA
Profilo dell'Organizzazione		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, retro cover https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/azionisti
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 12-13
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. 128;141
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 135
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 162-165; 389
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 20-23
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 15
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 15
Strategia		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 6-11
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 20-23; 96-114
Etica e integrità		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 2; 4-5; 29 DNF, pag. 119
Governance		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 24-29
Coinvolgimento degli stakeholder		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 128;141
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
Pratiche di reporting		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 366- 389 DNF, pag. 140
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 140; 144-145
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 140; 144-145
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 132; 140
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 140; 144-145
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 140
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it_IT/documentazione.page documentazione
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 140
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/contatti-sostenibilita.page
102-54 / 102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. 140; 143-145
102-56	Attestazione esterna	DNF, pagg. 146-149

Specific Standard disclosures

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	DESCRIZIONE Disclosure GRI	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e Chimica verde			
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2]) DNF, pagg. 119-121; 139; 144**	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 22-23; 109-114 DNF, pagg. 121-125	
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2]) DNF, pagg. 119-120; 121-125; 139-140; 144**	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 124-125; 140	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 124-125; 140	
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 121-125; 139-140; 144**	
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 124-125; 140	
PERSONE Occupazione, Diversità e inclusione, Formazione, Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità			
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144**	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 127-128; 141	
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144**	
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 127-128; 141	
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-129; 139; 141; 144**	
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 127-128; 141	
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144**	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 127-128; 141	
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 144**	
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 127-128	
SICUREZZA Sicurezza delle persone e asset integrity			
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-3; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori) DNF, pagg. 119-120; 126-129; 139; 141; 144**	
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 129; 141	
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica, Biodiversità Oil spill			
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144**	
303-1	Prelievi idrici	DNF, pag. 131-132;141-142	
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144**	
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 131-132; 141-142	
Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144**	
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pagg. 131-132; 141-142	

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	DESCRIZIONE Disclosure GRI	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pagg. 131-132; 141-142	
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 145**	
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 224-229	
DIRITTI UMANI Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura, Security			
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145**	
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 133-134	
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145**	
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 133-134	
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145**	
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pagg. 133-134	
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 119-120; 135; 139; 142; 145**	
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 135; 142	
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Trasparenza e lotta alla corruzione			
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RPEF[3]) DNF, pagg. 119-120; 136-139; 145**	
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 136-137; 145	
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE Diversificazione economica, Educazione e formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute			
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145**	
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 138; 142	
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145**	
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pagg. 137-138	
LOCAL CONTENT			
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145**	
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 137-138; 145	
INNOVAZIONE TECNOLOGICA			
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno DNF, pagg. 119-125; 139; 145**	

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.
(2) RNEC= Rendicontazione non estesa ai clienti.
(3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

Relazione della Società di revisione

pwc

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito il "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 predisposta ex art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 27 febbraio 2020 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI-Sustainability Reporting Standards definiti nel 2016 e versioni successive (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuati come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono infine responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

pwc

Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'International *Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio "*International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information*" (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB) per gli incarichi *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 Revised ("*reasonable assurance engagement*") e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.
Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario incluse nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
   - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
   - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
   - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

   Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF. In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e con il personale di Eni Pakistan Ltd, Versalis SpA, Eni Muara Bakau BV, Agiba Petroleum Co., Eni Angola SpA e Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

   Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

   - a livello di capogruppo
     a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare al modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
     b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.
   - per Eni Pakistan Ltd (Bhit Bhadra oil & gas field), Eni SpA (Centro Oli Val D'Agri – Distretto Meridionale e raffineria di Sannazzaro), Versalis SpA (stabilimento di Ravenna), Eni Muara Bakau BV (FPSO Jangkrik), Agiba Petroleum Co. (Meleiha oil & gas field), Eni Angola SpA (FPSO Ngoma e FPSO Olombendo) e Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA (stazioni di Feriana, Sbeitla, Sbikha, Korba, El Haouria), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato visite in loco nel corso delle quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

pwc

Altri aspetti

La DNF per l'esercizio chiuso il 31 dicembre 2018, i cui dati sono presentati a fini comparativi, è stata sottoposta ad un esame limitato da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso su tale DNF una conclusione senza rilievi.

Roma, 2 Aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Paolo Bersani
(Procuratore)

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili
In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2019 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 56 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.
In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:
- alla data del 31 dicembre 2019 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Turkmenistan Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Finance USA Inc;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate
Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2019.

Sedi secondarie
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio
I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Gli sviluppi recenti relativi alla diffusione della malattia pandemica COVID-19 e all'attuale situazione di eccesso di offerta sui mercati internazionali del greggio sono descritti nei fattori di rischio e non sono riflessi nelle valutazioni di bilancio poichè trattasi di non-adjusting events.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00653.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacita di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.
- **Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- **Emissioni GHG Scope 1** Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.
- **Emissioni GHG Scope 2** Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.
- **Emissioni GHG Scope 3** Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **Greenhouse Gases (GHG)** (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4) e protossido di azoto (N_2O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO_2 equivalente (CO_2eq) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **Indice di efficienza operativa Eni** Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività di Eni (su base operata) ed energia prodotta, convertita per omogeneità in boe.
- **Intensità emissiva GHG Upstream** Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati Upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).
- **Materie prime di seconda e terza generazione** Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Net-Absolute GHG Lifecycle Emissions** Emissioni complessive GHG Scope 1, Scope 2 e Scope 3 associate all'intera catena del valore dei prodotti e delle attività Eni, al netto dei carbon sink.
- **Net Carbon Footprint** Emissioni complessive di GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni Eni, al netto dei carbon sink.
- **Net-Carbon Intensity** Rapporto tra il net-absolute GHG Lifecycle Emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Plasmix** Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.
- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **UN SDG** Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito https://unsdg.un.org
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi
mgl	migliaia
mld	miliardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

Bilancio consolidato **2019**

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

Schemi di bilancio 154

Note al bilancio consolidato 162

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 260

Attestazione del management 275

Relazione della Società di revisione 276

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

371 | ALLEGATI

STATO PATRIMONIALE

01.01.2018				31.12.2019		31.12.2018	
Totale	*di cui verso parti correlate*	(€ milioni)	Note	**Totale**	***di cui verso parti correlate***	Totale	*di cui verso parti correlate*
		ATTIVITÀ					
		Attività correnti					
7.363		Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	5.994		10.836	
6.219		Attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.760		6.552	
316	*73*	Altre attività finanziarie	(16)	384	*60*	300	*49*
14.156	*834*	Crediti commerciali e altri crediti	(7)	12.873	*704*	14.101	*633*
4.621		Rimanenze	(8)	4.734		4.651	
191		Attività per imposte sul reddito	(9)	192		191	
2.768	*30*	Altre attività	(10) (23)	3.972	*219*	2.819	*71*
35.634				**34.909**		**39.450**	
		Attività non correnti					
63.158		Immobili, impianti e macchinari	(11)	62.192		60.302	
		Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	5.349			
3.012		Attività immateriali	(13)	3.059		3.170	
1.283		Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	1.371		1.217	
3.474		Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(15)	9.035		7.044	
900		Altre partecipazioni	(15)	929		919	
1.675	*1.214*	Altre attività finanziarie	(16)	1.174	*911*	1.253	*915*
4.315		Attività per imposte anticipate	(22)	4.360		3.931	
182		Attività per imposte sul reddito	(9)	173		168	
1.141	*46*	Altre attività	(10) (23)	871	*181*	624	*160*
79.140				**88.513**		**78.628**	
323		**Attività destinate alla vendita**	(24)	**18**		**295**	
115.097		**TOTALE ATTIVITÀ**		**123.440**		**118.373**	
		PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
		Passività correnti					
2.242	*164*	Passività finanziarie a breve termine	(18)	2.452	*46*	2.182	*661*
2.286		Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	3.156		3.601	
		Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	889	*5*		
15.305	*2.808*	Debiti commerciali e altri debiti	(17)	15.545	*2.663*	16.747	*3.664*
472		Passività per imposte sul reddito	(9)	456		440	
4.317	*60*	Altre passività	(10) (23)	7.146	*155*	5.412	*63*
24.622				**29.644**		**28.382**	
		Passività non correnti					
20.179		Passività finanziarie a lungo termine	(18)	18.910		20.082	
		Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	4.759	*8*		
13.124		Fondi per rischi e oneri	(20)	14.106		11.626	
1.022		Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.136		1.117	
5.937		Passività per imposte differite	(22)	4.920		4.272	
359		Passività per imposte sul reddito	(9)	454		287	
1.443	*23*	Altre passività	(10) (23)	1.611	*23*	1.475	*23*
42.064				**45.896**		**38.859**	
87		**Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita**	(24)			**59**	
66.773		**TOTALE PASSIVITÀ**		**75.540**		**67.300**	
		PATRIMONIO NETTO	(25)				
49		**Interessenze di terzi**		**61**		**57**	
		Patrimonio netto di Eni:					
4.005		Capitale sociale		4.005		4.005	
36.211		Utili relativi a esercizi precedenti		37.436		36.702	
4.818		Riserve per differenze cambio da conversione		7.209		6.605	
1.889		Altre riserve		1.564		1.672	
(581)		Azioni proprie		(981)		(581)	
(1.441)		Acconto sul dividendo		(1.542)		(1.513)	
3.374		Utile dell'esercizio		148		4.126	
48.275		**Totale patrimonio netto di Eni**		**47.839**		**51.016**	
48.324		**TOTALE PATRIMONIO NETTO**		**47.900**		**51.073**	
115.097		**TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO**		**123.440**		**118.373**	

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2019 Totale	2019 *di cui verso parti correlate*	2018 Totale	2018 *di cui verso parti correlate*	2017 Totale	2017 *di cui verso parti correlate*
RICAVI	(28)						
Ricavi della gestione caratteristica		69.881	*1.248*	75.822	*1.383*	66.919	*1.567*
Altri ricavi e proventi		1.160	*4*	1.116	*8*	4.058	*41*
Totale ricavi		**71.041**		**76.938**		**70.977**	
COSTI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(50.874)	*(9.173)*	(55.622)	*(8.009)*	(51.548)	*(9.164)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(432)	*28*	(415)	*26*	(913)	
Costo lavoro	(29)	(2.996)	*(28)*	(3.093)	*(22)*	(2.951)	*(34)*
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	287	*19*	129	*319*	(32)	*331*
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(8.106)		(6.988)		(7.483)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(2.188)		(866)		225	
Radiazioni	(11) (13)	(300)		(100)		(263)	
UTILE OPERATIVO		**6.432**		**9.983**		**8.012**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	(30)	3.087	*96*	3.967	*115*	3.924	*191*
Oneri finanziari	(30)	(4.079)	*(36)*	(4.663)	*(283)*	(5.886)	*(4)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(30)	127		32		(111)	
Strumenti finanziari derivati	(23) (30)	(14)		(307)		837	
		(879)		**(971)**		**(1.236)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(15) (31)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(88)		(68)		(267)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		281		1.163		335	
		193		**1.095**		**68**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**5.746**		**10.107**		**6.844**	
Imposte sul reddito	(32)	(5.591)		(5.970)		(3.467)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**155**		**4.137**		**3.377**	
Di competenza:							
- azionisti Eni		148		4.126		3.374	
- interessenze di terzi		7		11		3	
		155		**4.137**		**3.377**	
Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		0,04		1,15		0,94	
- diluito		0,04		1,15		0,94	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Utile dell'esercizio		**155**	**4.137**	**3.377**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(42)	(15)	(33)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(25)	(7)		
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	(3)	15	
Effetto fiscale	(25)	5	(2)	29
		(47)	**(2)**	**(4)**
Componenti riclassificabili a conto economico:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)	604	1.787	(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita				(5)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	(679)	(243)	(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	(6)	(24)	69
Effetto fiscale	(25)	197	58	1
		116	**1.578**	**(5.514)**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**69**	**1.576**	**(5.518)**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		**224**	**5.713**	**(2.141)**
Di competenza Eni:				
- azionisti Eni		217	5.702	(2.144)
- interessenze di terzi		7	11	3
		224	**5.713**	**(2.141)**

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni									
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2018	(25)	**4.005**	**36.702**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**(1.513)**	**4.126**	**51.016**	**57**	**51.073**
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)	(3)		(4)						(4)		(4)
Saldi al 1° gennaio 2019		**4.005**	**36.698**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**(1.513)**	**4.126**	**51.012**	**57**	**51.069**
Utile dell'esercizio								**148**	**148**	**7**	**155**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(37)				(37)		(37)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(25)				(7)				(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				(3)				(3)		(3)
					(47)				**(47)**		**(47)**
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			604					604		604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(482)				(482)		(482)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(6)				(6)		(6)
				604	**(488)**				**116**		**116**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**604**	**(535)**			**148**	**217**	**7**	**224**
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)	(25)						1.513	(2.989)	(1.476)		(1.476)
Acconto sul dividendo (€0,43 per azione)	(25)						(1.542)		(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo di altre società										(4)	(4)
Destinazione utile residuo 2018			1.137					(1.137)			
Rimborso agli azionisti										(1)	(1)
Acquisto azioni proprie	(25)		(400)		400	(400)			(400)		(400)
			737		**400**	**(400)**	**(29)**	**(4.126)**	**(3.418)**	**(5)**	**(3.423)**
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine			9						9		9
Altre variazioni			(8)		27				19	2	21
			1		**27**				**28**	**2**	**30**
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	**4.005**	**37.436**	**7.209**	**1.564**	**(981)**	**(1.542)**	**148**	**47.839**	**61**	**47.900**

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni									
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2017		**4.005**	**35.966**	**4.818**	**1.889**	**(581)**	**(1.441)**	**3.374**	**48.030**	**49**	**48.079**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)			245						245		245
Saldi al 1° gennaio 2018		**4.005**	**36.211**	**4.818**	**1.889**	**(581)**	**(1.441)**	**3.374**	**48.275**	**49**	**48.324**
Utile dell'esercizio								**4.126**	**4.126**	**11**	**4.137**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(17)				(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				15				15		15
					(2)				**(2)**		**(2)**
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			1.787					1.787		1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(185)				(185)		(185)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(24)				(24)		(24)
				1.787	**(209)**				**1.578**		**1.578**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**1.787**	**(211)**			**4.126**	**5.702**	**11**	**5.713**
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2017 di €0,40 per azione)	(25)						1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,42 per azione)	(25)						(1.513)		(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo di altre società										(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2017			493					(493)			
			493				**(72)**	**(3.374)**	**(2.953)**	**(3)**	**(2.956)**
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine			5						5		5
Altre variazioni			(7)		(6)				(13)		(13)
			(2)		**(6)**				**(8)**		**(8)**
Saldi al 31 dicembre 2018	(25)	**4.005**	**36.702**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**(1.513)**	**4.126**	**51.016**	**57**	**51.073**

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Patrimonio netto di Eni									
(€ milioni)	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2016	**4.005**	**40.367**	**10.319**	**1.832**	**(581)**	**(1.441)**	**(1.464)**	**53.037**	**49**	**53.086**
Utile dell'esercizio							**3.374**	**3.374**	**3**	**3.377**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Componenti non riclassificabili a conto economico										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(4)				(4)		(4)
				(4)				**(4)**		**(4)**
Componenti riclassificabili a conto economico										
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(5.575)	2				(5.573)		(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale				(4)				(4)		(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(6)				(6)		(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				69				69		69
			(5.575)	**61**				**(5.514)**		**(5.514)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			**(5.575)**	**57**			**3.374**	**(2.144)**	**3**	**(2.141)**
Operazioni con gli azionisti										
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)						1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)						(1.441)		(1.441)		(1.441)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione perdita residua 2016		(4.345)					4.345			
		(4.345)					**1.464**	**(2.881)**	**(3)**	**(2.884)**
Altri movimenti di patrimonio netto										
Altre variazioni		(56)	74					18		18
		(56)	**74**					**18**		**18**
Saldi al 31 dicembre 2017	**4.005**	**35.966**	**4.818**	**1.889**	**(581)**	**(1.441)**	**3.374**	**48.030**	**49**	**48.079**

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Utile dell'esercizio		155	4.137	3.377
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(11) (12) (13)	8.106	6.988	7.483
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	2.188	866	(225)
Radiazioni	(11) (13)	300	100	263
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15) (31)	88	68	267
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(170)	(474)	(3.446)
Dividendi	(31)	(247)	(231)	(205)
Interessi attivi		(147)	(185)	(283)
Interessi passivi		1.027	614	671
Imposte sul reddito	(32)	5.591	5.970	3.467
Altre variazioni		(179)	(474)	894
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		*(200)*	*15*	*(346)*
- crediti commerciali		*1.023*	*334*	*657*
- debiti commerciali		*(940)*	*642*	*284*
- fondi per rischi e oneri		*272*	*(238)*	*96*
- altre attività e passività		*211*	*879*	*749*
Flusso di cassa del capitale di esercizio		366	1.632	1.440
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(23)	109	38
Dividendi incassati		1.346	275	291
Interessi incassati		88	87	104
Interessi pagati		(1.029)	(609)	(582)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(5.068)	(5.226)	(3.437)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**12.392**	**13.647**	**10.117**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(6.356)***	***(2.707)***	***(2.843)***
Investimenti:				
- attività materiali	(11)	(8.049)	(8.778)	(8.490)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(12)	(16)		
- attività immateriali	(13)	(311)	(341)	(191)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)	(5)	(119)	
- partecipazioni	(15)	(3.003)	(125)	(510)
- titoli strumentali all'attività operativa		(8)	(8)	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(229)	(358)	(585)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(307)	408	152
Flusso di cassa degli investimenti		(11.928)	(9.321)	(9.624)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		264	1.089	2.745
- attività immateriali		17	5	2
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)	187	(47)	2.662
- imposte pagate sulle dismissioni		(3)		(436)
- partecipazioni		39	195	482
- titoli strumentali all'attività operativa		17	15	1
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		178	279	493
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		95	606	(434)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		794	2.142	5.515
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa[a]		(279)	(357)	341
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(11.413)**	**(7.536)**	**(3.768)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(2.912)***	***(3.314)***	***(3.115)***

(a) Dal 2019 Eni presenta in una voce dedicata del rendiconto finanziario l'investimento netto (investimenti meno disinvestimenti) in attività rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine, entrambi portati a deduzione delle passività finanziarie ai fini della determinazione della posizione finanziaria netta di Gruppo in base allo schema Consob. In precedenza i flussi relativi a tali asset erano rappresentati rispettivamente nei flussi di investimento/disinvestimento relativi a titoli e crediti finanziari. Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario dei comparative periods è stato coerentemente riclassificato.

segue RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	1.811	3.790	1.842
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(3.512)	(2.757)	(2.973)
Rimborsi di passività per beni in leasing	(12)	(877)		
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	161	(713)	(581)
		(2.417)	**320**	**(1.712)**
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.018)	(2.954)	(2.880)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(4)	(3)	(3)
Rimborso di capitale ad azionisti terzi		(1)		
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(1)		
Acquisto di azioni proprie		(400)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(5.841)**	**(2.637)**	**(4.595)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(817)***	***16***	***(16)***
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)		7
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		8	18	(72)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**(4.861)**	**3.492**	**1.689**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	**10.855**	**7.363**	**5.674**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio[(b)]	(5)	**5.994**	**10.855**	**7.363**

(b) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2018 comprendono €19 milioni di diponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")[1] emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05[2].

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 febbraio 2020, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti[3] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo[4].

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2019.

(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework for Financial Reporting, l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019".

ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[5]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione legale da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto[6,7].

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività della partecipata; l'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità dell'investimento netto è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione

(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

(6) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

(7) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

residua mantenuta[8]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[9]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value[10], fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value dei net asset acquisiti, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value, includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza[11]. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza[12].

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio (fonte: Reuters – WMR).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo[13]. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(11) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

(12) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

(13) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019	Cambi medi dell'esercizio 2018	Cambi al 31 dicembre 2018	Cambi medi dell'esercizio 2017	Cambi al 31 dicembre 2017
Dollaro USA	1,12	1,12	1,18	1,15	1,13	1,20
Sterlina inglese	0,88	0,85	0,88	0,89	0,88	0,89
Dollaro australiano	1,61	1,60	1,58	1,62	1,47	1,53

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi – unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; differentemente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso – proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo[14] l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI BUY BACK

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement e ai contratti di buy back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Stime contabili e giudizi significativi: attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati. Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione. Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. In particolare, ai fini dell'ammortamento,

(14) Il periodo è inteso come il trimestre.

determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.
In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.
L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.
I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili operate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.
Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING[15,16]

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo[17]; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.
Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")[18]. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.
La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing[19], non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi[20]; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo

(15) Le accounting policy in materia di leasing sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" in vigore dal 1° gennaio 2019. Come consentito dal principio contabile, le nuove disposizioni sono state applicate senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Le precedenti accounting policy in materia di leasing prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ossia relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedevano il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, fossero iscritti, alla data di decorrenza del contratto, all'attivo patrimoniale al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del locatario, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, in contropartita al debito finanziario verso il locatore; e (ii) con riferimento ai leasing operativi, l'imputazione a conto economico dei relativi canoni lungo la durata del contratto.
(16) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.
(17) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.
(18) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.
(19) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti le attività upstream (drilling rig).
(20) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).
Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata in maniera analoga al costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).
Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario[21]; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate[22], delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.
Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).
La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.
Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.
Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.
Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei mezzi assunti in leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale ha effettuato stime contabili ed esercitato giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.
Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione

(21) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.
(22) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".
I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione[23].
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. La definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società.
Le cash generating unit possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più cash generating unit. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset.
La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.
Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.
Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.
Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società – di seguito anche "forestry"). In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, gli esborsi per iniziative di forestry[24] sono considerati, coerentemente al target di medio termine della strategia di decarbonizzazione, ad integrazione delle previsioni degli esborsi del settore le cui emissioni sono oggetto di offset. Allo stato, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore specifico, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom di tale settore.
Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quan-

(23) Le accounting policy adottate fino all'esercizio 2017 (ante applicazione dell'IFRS 15) prevedevano la rilevazione all'attivo patrimoniale dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela al verificarsi di tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati erano determinati in maniera attendibile; (ii) esisteva un contratto vincolante per il cliente per un determinato periodo; e (iii) era probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venisse recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita, ovvero attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.
(24) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

to questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.
Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore[25].

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc.
Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".
I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente l'attività interessata.
Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità

(25) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

STRUMENTI FINANZIARI[26]

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni[27] (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti di utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model. In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti[28].

Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

(26) Le accounting policy relative agli strumenti finanziari sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" in vigore dal 2018; come previsto dal principio contabile, l'applicazione delle nuove disposizioni è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2018 senza restatement degli esercizi posti a confronto. Con riferimento alle fattispecie applicabili al Gruppo, le precedenti accounting policy in materia di strumenti finanziari (applicati fino all'esercizio 2017) prevedevano, essenzialmente: (i) un differente modello di classificazione delle attività finanziarie basato sulle categorie previste dallo IAS 39; (ii) la determinazione e rilevazione delle svalutazioni di attività finanziarie al verificarsi di obiettive evidenze di perdita di valore (cd. incurred loss model); e (iii) disposizioni più vincolanti per l'applicazione dell'hedge accounting (principalmente connesse alla verifica dell'efficacia della copertura).

(27) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

(28) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), l'esistenza delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, operando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali di classificazione delle attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, in presenza di un'obbligazione legale o implicita e della possibilità di effettuare una stima attendibile dell'onere, in contropartita alle attività a cui si riferiscono[29].

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. L'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali. Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli

(29) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo, Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power.

internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente[30].

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni[31]. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalu-

(30) Nell'ambito delle obbligazioni ambientali assunte, non disponendosi di informazioni in merito alla prevedibile durata di esercizio non sono oggetto di accantonamento i costi, aventi natura operativa, associati alla gestione degli impianti di trattamento delle acque di falda. Al riguardo, Eni valuta periodicamente l'evoluzione delle condizioni di riferimento, ivi incluso il quadro normativo e tecnologico, al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano determinare l'attivazione di accantonamenti.

(31) Il piano di incentivazione basato su azioni attualmente in essere è stato approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e prevede il regolamento tramite azioni proprie.

tazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.
Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute[32].
I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.
In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.
Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.
Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto principalmente delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi". I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla pro-

(32) Le accounting policy adottate fino all'esercizio 2017 (entitlement method, ante applicazione dell'IFRS 15) prevedevano che i ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori fossero iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza. In applicazione di tale metodo, le posizioni patrimoniali derivanti dal ritiro di quantità superiori o inferiori rispetto alle quote di spettanza (lifting imbalance) venivano rappresentate rispettivamente come debiti e crediti e valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.

gettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.
In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni. La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.
La necessità di operare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda inoltre le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.
Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.
Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra

il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.
La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Partecipazioni minoritarie", salvo che la stessa, in relazione alla classificazione attribuitale, continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.
L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.
Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.
Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica. Se l'interruzione del piano di vendita riguarda una controllata, una joint operation, una joint venture o una collegata, ovvero una quota di partecipazione in una joint venture o in una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operation.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).
La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.
La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.
La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.
La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.
Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).
In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 | Schemi di bilancio[33]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[34]. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente

(33) Gli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2019 dei nuovi principi contabili, nonché quelli connessi alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, sono indicati alla nota n. 3 – Modifiche dei criteri contabili.
(34) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; differentemente, sono classificati tra le componenti non correnti.
Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.
Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 | Modifiche dei criteri contabili

A partire dal 1° gennaio 2019 Eni ha applicato l'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), omologato con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali locatari (lessee). Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei locatori (lessor), è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor.
Con riferimento agli schemi di bilancio del locatario, a partire dal 1° gennaio 2019:

- nello stato patrimoniale, sono rilevati il right-of-use asset e la lease liability e presentati in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, sono rilevati, tra i costi operativi, gli ammortamenti e le eventuali svalutazioni/radiazioni dell'attività per diritto di utilizzo e, nella sezione finanziaria, gli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi precedentemente rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni dello IAS 17. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Inoltre, il conto economico include: (i) i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata e di modico valore; (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato); e (iii) quando oggetto di separazione, le eventuali non-lease component presenti;
- nel rendiconto finanziario, i rimborsi della quota capitale della lease liability sono classificati all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento, mentre gli interessi passivi sono classificati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset[35]. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporta un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione[36]; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

L'applicazione delle nuove disposizioni ha interessato la maggior parte delle realtà del Gruppo; in termini di valori e/o di volumi, le principali fattispecie sono state rappresentate: (i) per il settore Exploration & Production, dai contratti di leasing dei mezzi di perforazione (drilling rig) e dei mezzi navali di produzione e stoccaggio (cd. Floating production storage and offloading – FPSO); (ii) per il settore Refining & Marketing e Chimica, dalle concessioni autostradali, dalle locazioni di terreni, dalle locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché dal parco auto dedicato al business del car sharing (enjoy); (iii) per il settore Gas & Power, dalle locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas, nonchè dai contratti di tolling; (iv) per le strutture Corporate, dai contratti di affitto degli immobili.
L'IFRS 16 è stato applicato dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach). In particolare, l'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di right-of-use asset per €5,7 miliardi e di lease liability per €5,8 miliardi; quest'ultima include anche i debiti per lease fee outstanding al 1° gennaio 2019, classificati come commerciali ante IFRS 16. Detti impatti tengono conto dell'applicazione delle indicazioni dell'IFRS Interpretations Committee, che nei casi di joint operation non incorporate prevedono la rilevazione del 100% della lease liability da parte dell'operatore che, avendo sottoscritto il contratto di leasing, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore. In dette fattispecie, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata "primary responsible", è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability; e (ii) nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere

(35) I pagamenti per diritti d'utilizzo di beni in leasing effettuati, a titolo di anticipo, anteriormente alla commencement date del contratto di leasing, sono classificati all'interno del flusso di cassa netto da attività di investimento.
(36) Il flusso di cassa netto da attività operativa include inoltre: (i) gli esborsi per canoni di leasing di breve durata e di modico valore; (ii) gli esborsi per canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability; e (iii) gli esborsi relativi a non-lease component.

con i follower. In particolare, con riferimento alla lease liability rilevata al 1° gennaio 2019, la componente corrispondente al working interest dei follower corrisponde ad un importo di €2,0 miliardi, determinandosi in €3,7 miliardi quella corrispondente al working interest di Eni.
In sede di prima applicazione, Eni si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici e/o opzioni previsti dal principio contabile:

- possibilità di non riesaminare ogni contratto già esistente al 1° gennaio 2019, applicando l'IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando l'IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;
- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto di utilizzo ad un importo corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario, per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;
- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'eventuale esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;
- possibilità di non considerare i costi diretti iniziali nella determinazione del valore d'iscrizione delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019.

Inoltre, in sede di transizione, Eni non si è avvalsa della facoltà di assimilare i leasing che presentavano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.
Gli effetti quantitativi e le riclassifiche derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2019, dell'IFRS 16 sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Dati al 31.12.2018	Applicazione IFRS 16	Riclassifiche IFRS 16	Totale effetti prima applicazione	Dati riesposti 01.01.2019
Voci di bilancio					
Attività correnti	39.450		(12)	(12)	39.438
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	*14.101*		*(12)*	*(12)*	*14.089*
Attività non correnti	78.628	5.656	(13)	5.643	84.271
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	*60.302*		*(46)*	*(46)*	*60.256*
- di cui: Diritto di utilizzo beni in leasing		*5.656*	*33*	*5.689*	*5.689*
Attività destinate alla vendita	295		13	13	308
Passività correnti	28.382	665	(15)	650	29.032
- di cui: Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	*3.601*		*(16)*	*(16)*	*3.585*
- di cui: Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		*665*	*129*	*794*	*794*
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	*16.747*		*(128)*	*(128)*	*16.619*
Passività non correnti	38.859	4.991	(10)	4.981	43.840
- di cui: Passività finanziarie a lungo termine	*20.082*		*(36)*	*(36)*	*20.046*
- di cui: Passività per beni in leasing a lungo termine		*4.991*	*26*	*5.017*	*5.017*
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	59		13	13	72

Di seguito è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018, attualizzati al tasso di finanziamento incrementale del locatario applicato in sede di prima applicazione dell'IFRS 16, e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ miliardi)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018	4,0
- Rilevazione delle quote di leasing riferibili ai follower	2,0
- Effetto attualizzazione	(1,5)
- Estensione contratti	1,2
- Altre variazioni	0,1
Lease liability al 1° gennaio 2019	5,8

La media ponderata del tasso di attualizzazione applicato alle lease liability rilevate nello stato patrimoniale al 1° gennaio 2019 è pari al 6,8%.
Inoltre a partire dal 1° gennaio 2019 sono entrate in vigore anche:
(i) le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture", omologate con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019, volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche ai crediti concessi a società collegate o joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest) che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi;

(ii) l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", omologato con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018, contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. In particolare, in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi sui criteri di valutazione delle imposte sul reddito. Con riferimento alla rappresentazione negli schemi di bilancio, si segnala che, nel settembre 2019, l'IFRS Interpretations Committee ha evidenziato che le uncertain tax asset/liability sono da rappresentarsi nelle voci che accolgono le attività e passività per imposte sul reddito e non in altre poste di bilancio. In questa prospettiva, rientrando nelle fattispecie delle uncertain tax liability anche gli accantonamenti operati per contenziosi in materia di imposte sul reddito, le passività correlate a contenziosi tributari per imposte sul reddito sono state riclassificate dalla voce "Fondi per rischi e oneri" alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" inserita nella sezione non corrente dello stato patrimoniale. Inoltre, lo schema di stato patrimoniale è stato integrato per prevedere, nella sezione non corrente, anche la nuova voce "Attività per imposte sul reddito", al fine di presentare in voci specifiche e non residuali le attività non correnti relative a imposte sul reddito (e diverse dalle imposte anticipate)[37].

Infine, a partire dall'esercizio 2019, nello schema di stato patrimoniale, sono state eliminate le voci "Attività per altre imposte correnti" e "Passività per altre imposte correnti" e i relativi saldi sono stati riclassificati all'interno delle voci "Altre attività" e "Altre passività" della sezione corrente. Questa nuova articolazione è stata effettuata in quanto la separata presentazione non è ritenuta rilevante ai fini della comprensione della situazione patrimoniale del Gruppo.

La rilevanza delle riclassifiche effettuate nello schema di stato patrimoniale, sopra descritte, ha comportato la necessità di presentare anche i dati al 1° gennaio 2018.

4 | Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2019/2075 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche agli IFRS "Modifiche ai riferimenti al Quadro concettuale negli IFRS" (di seguito modifiche agli IFRS), essenzialmente di natura tecnica e redazionale, volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS (cd. Conceptual Framework for Financial Reporting). Le modifiche agli IFRS sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il Regolamento n. 2019/2104 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definizione di rilevante" (di seguito modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8), volte a chiarire, e a rendere uniforme all'interno degli IFRS e di altre pubblicazioni, la definizione di "rilevante" con la finalità di supportare le imprese in sede di formulazione di giudizi in merito alla rilevanza di un'informazione. In particolare, un'informazione deve considerarsi rilevante se si può ragionevolmente presumere che il relativo occultamento, omissione o errata presentazione influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni sulla base dello stesso. Le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il Regolamento n. 2020/34 emesso dalla Commissione Europea in data 15 gennaio 2020 sono state omologate le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 contenute nel documento "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse" (di seguito modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7), volte a fornire delle esenzioni temporanee dall'applicazione di alcune disposizioni in materia di hedge accounting per tutte le relazioni di copertura impattate direttamente dalla riforma sui tassi di interesse benchmark. Le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 22 ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 3 "Business Combinations" (di seguito modifiche all'IFRS 3), volte a fornire chiarimenti sulla definizione di business. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito modifiche allo IAS 1), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

(37) In precedenza i crediti e debiti per imposte sul reddito, presentati nella sezione non corrente dello stato patrimoniale, erano inclusi, rispettivamente, nelle voci relative alle altre attività/passività non correnti.

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.994 milioni (€10.836 milioni al 31 dicembre 2018) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni per €3.984 milioni (€8.732 milioni al 31 dicembre 2018) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in dollari USA e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.
L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro di €3.086 milioni è di 9 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,22%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €864 milioni è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è l'1,95%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.462	1.083
Altri titoli	5.298	5.469
	6.760	**6.552**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.
Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.347 milioni (€1.301 milioni al 31 dicembre 2018).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Euro	4.272	4.573
Dollaro USA	2.279	1.614
Altre valute	209	365
	6.760	**6.552**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	734	743	Baa3	BBB
Cile	177	181	A1	A+
Altri(*)	216	224	da Aaa a Baa1	da AAA a BBB+
	1.127	**1.148**		
Tasso variabile				
Italia	126	126	Baa3	BBB
Germania	106	106	Aaa	AAA
Altri(*)	81	82	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
	313	**314**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**1.440**	**1.462**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.183	1.212	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	862	879	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri titoli	105	106	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	2.150	**2.197**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.530	1.535	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.116	1.122	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	444	444	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	3.090	**3.101**		
Totale Altri titoli	**5.240**	**5.298**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.680**	**6.760**		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.219 milioni e di livello 2 per €541 milioni. Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

7 | Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Crediti commerciali	8.519	9.520
Crediti per attività di disinvestimento	30	122
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.637	3.024
Crediti verso altri	1.687	1.435
	12.873	**14.101**

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €1.001 milioni è riferito al settore Gas & Power per €874 milioni in relazione alla flessione dei prezzi e dei volumi venduti di gas nel quarto trimestre 2019 rispetto al corrispondente periodo 2018.

Al 31 dicembre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2020 per €1.782 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2018 con scadenza 2019). Le cessioni 2019 hanno riguardato crediti relativi al settore Gas & Power per €1.369 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €413 milioni.

I crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di €92 milioni nel corso dell'esercizio per effetto dell'incasso dell'ultima rata di €123 milioni relativa alla cessione dell'interest del 10% dell'asset Zohr in Egitto a BP avvenuta nel 2017.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €1.052 milioni (€977 milioni al 31 dicembre 2018) ed è relativa al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei joint operator in progetti

petroliferi operati da Eni nei confronti: (i) della società di Stato NNPC per €764 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2018) di cui circa il 70% scaduti. La quota scaduta è oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement" concordato tra le parti che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento dello scaduto in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. L'attuazione di tale piano ha consentito di recuperare in due anni circa il 45% dell'ammontare. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione; (ii) di una società petrolifera locale per l'ammontare di circa €113 milioni al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Sono in corso iniziative per la definizione di un piano di rientro. Un credito di ammontare equivalente è stato invece riclassificato tra le attività non correnti in forza della definizione di un piano di rientro basato sull'attribuzione a Eni degli incassi della vendita delle produzioni di spettanza di tale partner. Questo credito è stato considerato in bonis considerato che la produzione è operata da Eni.

I crediti verso altri comprendono per €373 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2018) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto delle specificità del settore Oil & Gas, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €6.303 milioni e €5.480 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis					
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Clienti Eni gas e luce	Totale
31.12.2019						
Clienti business	1.922	2.882	840	1.396		**7.040**
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.201	472	244	2.710		**4.627**
Altre controparti	1.646	103	381	217	2.105	**4.452**
Valore lordo	**4.769**	**3.457**	**1.465**	**4.323**	**2.105**	**16.119**
Fondo svalutazione	(13)	(4)	(16)	(2.547)	(666)	**(3.246)**
Valore netto	**4.756**	**3.453**	**1.449**	**1.776**	**1.439**	**12.873**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,3	0,1	1,1	58,9	31,6	20,1
31.12.2018						
Clienti business	2.454	3.585	1.152	1.350		**8.541**
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.292	157	672	2.217		**4.338**
Altre controparti	1.494	77	156	271	2.374	**4.372**
Valore lordo	**5.240**	**3.819**	**1.980**	**3.838**	**2.374**	**17.251**
Fondo svalutazione	(9)	(3)	(44)	(2.237)	(857)	**(3.150)**
Valore netto	**5.231**	**3.816**	**1.936**	**1.601**	**1.517**	**14.101**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,2	0,1	2,6	62,5	36,1	18,3

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse dalle National Oil Companies (NOC) e pubbliche amministrazioni, oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, contestazioni, ecc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (v) andamento del settore di riferimento. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.

Per le controparti National Oil Company, partner di Eni nei progetti Oil & Gas, e pubbliche amministrazioni la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando quale dato di input i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi di pagamento, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD. In caso di particolari situazioni di mercato e di crisi finanziarie "sovereign", la expected loss delle NOC è oggetto di re-rating sulla base dell'osservazione em-

pirica maturata nei casi di ristrutturazioni dei debiti sovrani con particolare riferimento al settore dell'energia.
Per la clientela Eni gas e luce la determinazione delle classi di rischio e della relativa expected loss è effettuata per cluster omogenei di clientela sulla base delle esperienze passate in termini di incasso, sistematicamente aggiornate e integrate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito dei cluster delle controparti.
L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela retail del settore Gas & Power sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31.12.2019						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	991	105	60	86	376	1.618
- Middle	93	29	4	14	263	403
- Altri	76	3	1	2	2	84
Valore lordo	**1.160**	**137**	**65**	**102**	**641**	**2.105**
Fondo svalutazione	(16)	(27)	(26)	(49)	(548)	(666)
Valore netto	**1.144**	**110**	**39**	**53**	**93**	**1.439**
Expected loss (%)	1,4	19,7	40,0	48,0	85,5	31,6
31.12.2018						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	575	49	34	64	554	1.276
- Middle	449	43	13	29	349	883
- Altri	207	2	1	2	3	215
Valore lordo	**1.231**	**94**	**48**	**95**	**906**	**2.374**
Fondo svalutazione	(20)	(18)	(18)	(56)	(745)	(857)
Valore netto	**1.211**	**76**	**30**	**39**	**161**	**1.517**
Expected loss (%)	1,6	19,1	37,5	58,9	82,2	36,1

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €2.914 milioni (€3.072 milioni al 31 dicembre 2018):

(€ milioni)	2019	2018
Fondo svalutazione iniziale	**3.150**	**2.639**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		427
	3.150	**3.066**
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	95	126
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	525	372
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(119)	(189)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(484)	(532)
Altre variazioni	79	307
Fondo svalutazione finale	**3.246**	**3.150**

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti al settore Gas & Power per €67 milioni (€108 milioni nel 2018) e riguardano principalmente la clientela retail; nel settore Exploration & Production gli accantonamenti di €23 milioni (€16 milioni nel 2018) riguardano crediti verso i joint operator – società petrolifere di Stato o international oil company – in progetti petroliferi operati da Eni per chiamate fondi.
Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti al settore Exploration & Production per €339 milioni (€291 milioni nel 2018) e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €603 milioni (€721 milioni nel 2018) sono riferiti al settore Gas & Power per €385 milioni (€613 milioni nel 2018) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €344 milioni (€579 milioni nel 2018) riferiti principalmente alla clientela retail. Le azioni messe in atto dalla società per mitigare il rischio controparte, compresa la maggiore selettività in fase di acquisizione clienti, hanno consentito di ridurre a livelli fisiologici l'incidenza dell'unpaid sul fatturato retail. Gli utilizzi nel settore Exploration & Production di €177 milioni (€66 milioni nel 2018) sono relativi ai progressi registrati nelle azioni di recupero di crediti in sofferenza per chiamate fondi.

Le svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(620)	(498)
Perdite su crediti	(45)	(37)
Utilizzi per esubero	233	120
	(432)	**(415)**

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

8 | Rimanenze e Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo	950	889
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.477	1.451
Prodotti finiti e merci	2.284	2.274
Lavori in corso su ordinazione	8	
Certificati e diritti di emissione	15	37
Totale rimanenze correnti	**4.734**	**4.651**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere, i catalizzatori e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.
I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.359 milioni (€1.334 milioni al 31 dicembre 2018).
I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €1.467 milioni (€1.543 milioni al 31 dicembre 2018) e prodotti chimici per €547 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).
I certificati e diritti di emissione sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.
Rimanenze di magazzino per €95 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €377 milioni (€578 milioni al 31 dicembre 2018).
Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €1.371 milioni (€1.217 milioni al 31 dicembre 2018), sono possedute da società italiane per €1.353 milioni (€1.200 milioni al 31 dicembre 2018) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

9 | Attività e passività per imposte sul reddito

	31.12.2019				31.12.2018			
(€ milioni)	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Imposte sul reddito	192	173	456	454	191	168	440	287

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.
Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per conteziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €362 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2018).

10 | Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Fair value su strumenti finanziari derivati	2.573	54	2.704	50	1.594	68	1.445	40
Passività da contratti con la clientela			1.669	456			1.108	518
Attività e passività relative ad altre imposte	766	223	1.411	63	561	254	1.432	34
Altre	633	594	1.362	1.042	664	302	1.427	883
	3.972	**871**	**7.146**	**1.611**	**2.819**	**624**	**5.412**	**1.475**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte sono riferite a crediti IVA per €742 milioni, di cui €557 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€608 milioni al 31 dicembre 2018, di cui €383 correnti).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term per €174 milioni (€26 milioni al 31 dicembre 2018); l'incremento è motivato da opportunità di ottimizzazione del portafoglio che hanno determinato l'attivazione della clausola take-or-pay con previsione di recupero dei volumi sottostanti oltre il prossimo esercizio; (ii) crediti non correnti per attività di investimento per €11 milioni (€9 milioni al 31 dicembre 2018).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per €1.228 milioni (€716 milioni al 31 dicembre 2018) in relazione al finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreement nel Paese, tra i quali in particolare l'avanzamento del progetto Zohr; (ii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €64 milioni (€66 milioni al 31 dicembre 2018) e alla quota a lungo termine per €455 milioni (€518 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €917 milioni (€1.004 milioni al 31 dicembre 2018).

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €628 milioni (€636 milioni al 31 dicembre 2018) e passività per IVA per €311 milioni (€359 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività non correnti comprendono depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €231 milioni (€233 milioni al 31 dicembre 2018).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

11 | Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2019							
Valore iniziale netto	**1.274**	**42.856**	**3.901**	**1.267**	**9.195**	**1.809**	**60.302**
Investimenti	12	144	223	508	6.170	992	8.049
Capitalizzazione ammortamenti				14	202		216
Ammortamenti (*)	(60)	(6.435)	(537)				(7.032)
Riprese di valore	44	65	69		65	139	382
Svalutazioni	(47)	(659)	(500)		(669)	(537)	(2.412)
Radiazioni			(5)	(216)	(49)		(270)
Cessioni	(1)	(3)	(1)	(22)	(80)	(6)	(113)
Differenze di cambio da conversione	2	815	21	24	181	1	1.044
Rilevazione iniziale e variazione stima		2.028		25	21		2.074
Trasferimenti	42	7.568	597	(42)	(7.526)	(639)	
Altre variazioni	(48)	113	(136)	5	(98)	116	(48)
Valore finale netto	**1.218**	**46.492**	**3.632**	**1.563**	**7.412**	**1.875**	**62.192**
Valore finale lordo	4.067	144.789	28.191	1.563	11.406	2.799	192.815
Fondo ammortamento e svalutazione	2.849	98.297	24.559		3.994	924	130.623
2018							
Valore iniziale netto	**1.313**	**45.782**	**3.877**	**1.371**	**9.469**	**1.346**	**63.158**
Investimenti	18	432	173	330	6.947	878	8.778
Ammortamenti (*)	(65)	(6.012)	(529)				(6.606)
Riprese di valore	41	299	86				426
Svalutazioni	(61)	(477)	(73)		(548)	(117)	(1.276)
Radiazioni		(12)	(1)	(66)	(4)	(1)	(84)
Cessioni	(2)	(400)	(9)	(32)	(198)	2	(639)
Differenze di cambio da conversione	2	1.623	36	53	385	(1)	2.098
Variazione dell'area di consolidamento	1	(4.388)	32	(58)	(474)	10	(4.877)
Trasferimenti	81	6.795	461	(294)	(6.501)	(542)	
Altre variazioni	(54)	(786)	(152)	(37)	119	234	(676)
Valore finale netto	**1.274**	**42.856**	**3.901**	**1.267**	**9.195**	**1.809**	**60.302**
Valore finale lordo	4.060	135.467	27.516	1.267	12.559	2.415	183.284
Fondo ammortamento e svalutazione	2.786	92.611	23.615		3.364	606	122.982

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €93 milioni (€52 milioni nel 2018) riferiti al settore Exploration & Production per €71 milioni (€37 milioni nel 2018). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,6% e il 2,8% (2,3% e 2,4% al 31 dicembre 2018).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.889 milioni (€7.757 milioni nel 2018) e comprendono bonus dell'ammontare di €400 milioni riferiti all'acquisizione riserve proved e unproved in un campo di produzione già partecipato negli Stati Uniti, all'ingresso in permessi in fase di sviluppo in Algeria e al bonus residuo per il completamento dell'ingresso in una concessione negli Emirati Arabi Uniti; pertanto, una parte di tali investimenti incrementa la voce unproved mineral interest.

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2018:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	4 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.
Le differenze di cambio da conversione sono riferite essenzialmente ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €976 milioni.
La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production in relazione al decremento della curva dei tassi di attualizzazione e dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio.
I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €4.560 milioni l'avanzamento dell'attività di sviluppo delle riserve principalmente in Egitto, Messico, Libia, Ghana e Angola.
Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi completati e in attesa di esito a pozzi esplorativi di successo per €46 milioni principalmente in Egitto e Angola; (ii) radiazioni per €183 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Australia, Kazakhstan, Pakistan, Cina e Regno Unito.
L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.246 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €317 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	**1.101**	**1.263**	**1.684**
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	368	235	451
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(183)	(61)	(217)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(46)	(297)	(278)
Cessioni	(15)	(6)	(199)
Variazione dell'area di consolidamento		(58)	
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(24)	
Differenze cambio da conversione	21	49	(178)
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	**1.246**	**1.101**	**1.263**

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2019		2018		2017	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	185	7,7	111	7,0	222	8,0
- da 1 a 3 anni	171	6,4	87	2,9	241	3,9
- oltre 3 anni	890	26,4	903	24,2	800	21,4
	1.246	**40,5**	**1.101**	**34,1**	**1.263**	**33,3**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	185	7,7	111	7,0	148	5,9
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	556	11,3	217	4,7	261	4,7
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	505	21,5	773	22,4	854	22,7
	1.246	**40,5**	**1.101**	**34,1**	**1.263**	**33,3**

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€505 milioni) comprendono un solo ammontare significativo relativo ai costi esplorativi sostenuti per la scoperta Mamba nell'Area 4 offshore del Mozambico per la quale i partner della venture stanno completando le attività per la decisione finale di investimento (FID). Gli altri costi sospesi si riferiscono a iniziative in corso nei principali paesi di presenza (Nigeria, Angola, Congo ed Egitto), nessuna delle quali però rappresenta un ammontare singolarmente significativo.

Gli unproved mineral interest accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
2019								
Valore iniziale	**769**	**921**	**77**	**103**	**77**	**29**	**502**	**2.478**
Investimenti				97	135	1	23	256
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(533)		65	(27)				(495)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(4)	(14)	(99)	(12)		(129)
Differenze di cambio da conversione	17	18	1	3	2	1	10	52
Valore finale	**253**	**939**	**139**	**162**	**115**	**19**	**535**	**2.162**
2018								
Valore iniziale	**1.162**	**825**	**192**	**99**	**105**	**7**		**2.390**
Investimenti	26	56				23	487	592
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(429)		(76)					(505)
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(32)		(44)		(32)	(2)		(110)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	42	40	5	4	4	1	15	111
Valore finale	**769**	**921**	**77**	**103**	**77**	**29**	**502**	**2.478**

Gli unproved mineral interest comprendono €874 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.184 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011, il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio dello sviluppo.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €18.226 milioni e €16.471 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing per €241 milioni.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €112 milioni (€125 milioni al 31 dicembre 2018).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

12 | Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
Prima applicazione IFRS 16	3.294	346	569	462	7	720	43	215	**5.656**
Riclassifiche da attività materiali				30				16	**46**
Riclassica ad attività destinate alla vendita								(13)	**(13)**
Valore netto al 01.01.2019	**3.294**	**346**	**569**	**492**	**7**	**720**	**43**	**218**	**5.689**
Incrementi	32	192	219	54	1	108	22	56	**684**
Ammortamenti(*)	(240)	(224)	(272)	(61)	(1)	(115)	(23)	(63)	**(999)**
Svalutazioni				(13)				(28)	**(41)**
Differenze di cambio da conversione	67	6	4	2		3		3	**85**
Altre variazioni		(7)	(23)	(14)	(1)	(9)	(10)	(5)	**(69)**
Valore netto al 31.12.2019	**3.153**	**313**	**497**	**460**	**6**	**707**	**32**	**181**	**5.349**
Valore lordo al 31.12.2019	3.393	528	757	532	7	806	54	274	**6.351**
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	240	215	260	72	1	99	22	93	**1.002**

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali e immateriali.

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito: (i) per €3.895 milioni al settore Exploration & Production e riguarda principalmente i leasing operativi di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola della durata compresa tra i 10 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) per €512 milioni al settore Refining & Marketing e Chimica e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché il parco auto dedicato al business del car sharing; (iii) per €365 milioni al settore Gas & Power e riguarda le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas; (iv) per €577 milioni al settore Corporate e Altre attività e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di circa €2,1 miliardi relativo a una unità navale FPSO da utilizzare per lo sviluppo dell'Area 1 in Messico. L'asset è previsto entrare nelle disponibilità del Gruppo come RoU nel 2021 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto del valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €297 milioni; (ii) stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €155 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di locazione di un terreno per €60 milioni e di asset a servizio del business upstream per €84 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
Prima applicazione IFRS 16	665	4.991	**5.656**
Riclassifiche	132	36	**168**
Riclassica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(3)	(10)	**(13)**
Valore al 01.01.2019	**794**	**5.017**	**5.811**
Incrementi		668	**668**
Decrementi	(875)	(2)	**(877)**
Differenze di cambio da conversione	10	77	**87**
Altre variazioni	960	(1.001)	**(41)**
Valore al 31.12.2019	**889**	**4.759**	**5.648**

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.976 milioni alla quota delle passività di competenza del joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.
Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €877 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €347 milioni; (iii) il diritto di utilizzo prepagato di beni in locazione per €16 milioni.
Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019
Altri ricavi e proventi	
- proventi da remesurement delle passività per beni in leasing	6
	6
Acquisti, prestazioni e costi diversi	
- leasing di breve durata	115
- leasing di modico valore	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)
	168
Ammortamenti e svalutazioni	
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	41
	830
Proventi (oneri) finanziari	
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	(6)
	(367)

13 | Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2019						
Valore iniziale netto	**1.081**	**221**	**584**	**1.886**	**1.284**	**3.170**
Investimenti	78	23	210	311		311
Ammortamenti	(81)	(93)	(117)	(291)		(291)
Svalutazioni	(19)		(72)	(91)	(26)	(117)
Radiazioni	(28)	(1)	(1)	(30)		(30)
Differenze di cambio da conversione	18		1	19	3	22
Altre variazioni	(18)	45	(37)	(10)	4	(6)
Valore finale netto	**1.031**	**195**	**568**	**1.794**	**1.265**	**3.059**
Valore finale lordo	1.748	1.597	4.373	7.718		
Fondo ammortamento e svalutazione	717	1.402	3.805	5.924		
2018						
Valore iniziale netto	**995**	**240**	**486**	**1.721**	**1.204**	**2.925**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)			87	87		87
Valore iniziale netto riesposto	**995**	**240**	**573**	**1.808**	**1.204**	**3.012**
Investimenti	133	28	180	341		341
Ammortamenti	(71)	(87)	(226)	(384)		(384)
Svalutazioni			(16)	(16)		(16)
Radiazioni	(15)		(1)	(16)		(16)
Differenze di cambio da conversione	39			39	8	47
Variazione dell'area di consolidamento			74	74	46	120
Altre variazioni		40		40	26	66
Valore finale netto	**1.081**	**221**	**584**	**1.886**	**1.284**	**3.170**
Valore finale lordo	1.686	1.534	4.188	7.408		
Fondo ammortamento e svalutazione	605	1.313	3.604	5.522		

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il committment del management nell'iniziativa. Gli investimenti riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente negli Emirati Arabi Uniti, in Mozambico, in Messico e in Indonesia.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Diritti esplorativi proved	291	357
Diritti esplorativi unproved	709	684
Altri diritti esplorativi	31	40
	1.031	**1.081**

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisizione di clientela nel business retail gas di €226 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €102 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2018) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €30 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2018); (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2018:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP - 33
Diritti di trasporto del gas naturale	3
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	25 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.454 milioni. Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Gas & Power	981	977
Exploration & Production	190	187
Refining & Marketing e Chimica	93	119
Altre attività	1	1
	1.265	**1.284**

La svalutazione del goodwill è riferita alla linea di business Chimica e riguarda le attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi bio-chimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili.
Le altre variazioni relative al goodwill riguardano l'acquisizione della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.
Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Mercato Gas Italia	839	835
Mercato Gas Europeo	142	142
	981	**977**

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.
Al fine di verificare la tenuta del valore di libro della CGU Mercato Gas Italia compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso considerando i margini delle vendite al solo mercato retail (escludendo i margini wholesale sulle vendite ai clienti industriali, grossisti e termoelettrici). Tale stima ha considerato i flussi di cassa della CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio paese pari al 5,3% per l'Italia. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Non vi sono ipotesi realistiche di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di €1.701 milioni del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.
Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo è relativo per €95 milioni alla società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) che opera in Francia e per €45 milioni all'acquisizione 2018 della quota residua del 51% della società greca Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, già partecipata con il 49%. Anche in questo caso l'impairment review eseguita con una metodologia analoga alla CGU Mercato Gas Italia conferma i valori di libro della CGU del mercato Francia e del mercato Grecia, compreso il goodwill ad essi allocato, al WACC paese del 5,9% per la Francia e del 6,2% per la Grecia.

14 | Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore.
Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use – "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit – "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni sono: (i) nel settore Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, le CGU alle quali sono state allocate i goodwill da acquisizioni e altre attività relative all'acquisizione dei clienti (mercato retail Italia e altri mercati esteri), le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e altre attività minori; (iii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) nel business Chimica le linee di attività intermedi, polietilene, stirenici, elastomeri e biotech.
Dal 2019, a seguito dell'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in materia di lease, il valore di libro delle CGU identificate comprende le attività per diritti di utilizzo di beni in leasing (right-of-use o RoU) strumentali alla generazione dei flussi di cassa delle CGU di cui sono parte. I flussi di cassa delle CGU alle quali sono stati allocati i RoU escludono i rimborsi della lease liability in coerenza con la valutazione unlevered utilizzata per i capital project. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.
Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; (b) per le CGU dei business Refining & Marketing e Chimica e per le CGU G&P aventi vita utile definita (es. le centrali di produzione di energia elettrica), sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; (iii) nella previsione dei costi operativi si considerano gli oneri che si prevede di sostenere per la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, al GNL, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.
I fondamentali del mercato petrolifero continuano a rimanere deboli a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, alimentato dalla crescita delle produzioni di tight oil USA, dei segnali di un mutato atteggiamento dei Paesi aderenti all'accordo OPEC+ che fanno presumere l'abbandono della politica di sostegno dei prezzi, nonché per le incertezze sulla solidità della ripresa economica globale esposta a un ampio spettro di rischi (geopolitici, evoluzione della "trade dispute" tra USA e Cina e relazioni EU-UK nel post Brexit). Il management Eni prevede un graduale bilanciamento dell'offerta e della domanda di greggio a medio termine, assumendo una moderata espansione dell'attività economica e gli effetti sull'offerta della disciplina finanziaria attuata dalle major petrolifere che hanno adottato significativi ridimensionamenti dei piani di crescita a beneficio del ritorno di cassa agli azionisti, nonché da ultimo il cambio di atteggiamento degli "independent producers" USA con focus spostato dalla crescita alla difesa del free cash flow. Su queste basi e considerando anche la view di istituti specializzati e banche d'affari, il management ha confermato il prezzo di lungo termine di 70 $/barile per il greggio Brent in termini reali 2022, invariato rispetto all'assunzione del bilancio 2018.
La situazione di eccesso di offerta è ancora più accentuata nel mercato del gas per effetto della sovrapproduzione di gas associato in USA e del ramp up dei progetti di liquefazione che hanno aumentato in misura massiccia la disponibilità globale di GNL in un momento di debolezza dei grandi consumatori di questa fonte energetica (Cina, Corea del Sud e Giappone). Il management prevede il riequilibrio dei prezzi del gas a medio termine sui livelli del piano precedente in relazione all'attesa ripresa dell'economia asiatica e anche in considerazione dei trend in atto di "switch" dal carbone al gas nella produzione di energia elettrica in Europa, mentre sono state riviste al ribasso le previsioni di prezzo di lungo termine del riferimento USA Henry Hub in relazione agli squilibri strutturali del mercato. Pertanto, avendo il management confermato l'assunzione di prezzo di lungo termine del petrolio Brent adottata nel precedente bilancio, con riferimento alle proprietà del settore Exploration & Production, la review degli indicatori di perdita di valore ha evidenziato nella generalità dei casi solo criticità dovute a revisioni negative delle riserve e ad altre problematiche di natura industriale.
Sono confermati, in linea con le precedenti proiezioni, gli spread tra i prezzi del gas del mercato di riferimento delle vendite del settore Gas & Power, l'Italia, e i prezzi spot agli hub continentali ai quali sono indicizzati buona parte dei costi di acquisto del gas in base ai contratti long term, escludendo pertanto impairment indicator per gli asset fissi (in particolare il goodwill del segmento retail).

I business downstream della raffinazione e della chimica sono attualmente in un downcycle a causa della debolezza dei consumi di carburanti e prodotti chimici, dell'eccesso d'offerta e di capacità globale e della pressione competitiva da parte di produttori con migliori posizioni di costo ed economie di scala (i raffinatori Medio-Orientali, i cracker a etano in Usa); a tali fattori si aggiungono i problemi ambientali legati al consumo di gasolio e di "single-use plastics" che fanno prevedere un continuo deterioramento di redditività e di consumi, nonché le previsioni di incremento dei costi dei certificati di emissione nell'ambito dell'Emission Trading Scheme europeo. Inoltre, le raffinerie Eni a elevata conversione sono state penalizzate dalla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi sour a elevato contenuto di zolfo e il greggio light Brent a causa di continue dislocazioni di mercato, riducendo la redditività degli impianti di conversione. Considerate tali debolezze strutturali, il management Eni ha rivisto al ribasso, rispetto al piano precedente, i margini di raffinazione e le previsioni di redditività dei prodotti chimici, evidenziando in tal modo indicatori di perdita di valore per le raffinerie di proprietà e gli impianti chimici.

Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il valore d'uso delle attività fisse è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per il settore Exploration & Production e il business Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital – "WACC") al netto dei fattori di rischio specifici del settore Gas & Power e del business Chimica il cui WACC è determinato sulla base di un beta specifico tratto da un campione di competitor e quindi pesato per l'incidenza del rispettivo capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel 2019 il WACC Eni ha registrato un marginale incremento rispetto al 2018 al 7,4% vs. 7,3%, quale effetto compensativo di fenomeni contrapposti di rilevante entità. Il management ha stimato un significativo incremento del costo della componente equity del capitale sulla base dei trend recenti osservati nei mercati finanziari internazionali. In primis, il declino registrato nel 2019 dei rendimenti dei titoli di Stato che ha determinato un apprezzamento dell'equity risk premium, cioè il rendimento extra che gli investitori domandano rispetto ai rendimenti di investimenti risk-free quali i titoli di Stato dei Paesi benchmark USA e Germania. L'altro trend è l'aumentato equity risk premium specifico applicato dagli investitori al settore Oil & Gas alla luce della sottoperformance del settore in questi ultimi anni rispetto ai rendimenti azionari medi e delle incertezze circa i ritorni futuri dell'Oil & Gas considerato il declino strutturale dei prezzi degli idrocarburi in un contesto di crescente volatilità e continua oversupply, nonché i rischi associati alla transizione energetica. L'incremento del costo dell'equity è stato comunque quasi interamente assorbito dall'aumento della leva finanziaria in conseguenza dell'adozione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato un sensibile incremento del debito totale iscritto nel bilancio, diluendo in tal modo l'incremento del costo della componente equity nella determinazione del costo medio ponderato del capitale. Al costo dell'equity è infine aggiunto un premio per il rischio paese medio ponderato del portafoglio Eni; il fattore di ponderazione è l'entità del capitale investito in ciascun Paese. La declinazione del WACC di Gruppo nei WACC dei singoli Paesi utilizzati ai fini dell'impairment test è ottenuta attraverso un adjustment pari alla differenza tra il premio medio ponderato per il rischio paese del portafoglio e lo specifico "country risk premium" applicabile alle realtà locali nelle quali opera il Gruppo.

Sulla base delle assunzioni e dei parametri su esposti il Gruppo ha rilevato le seguenti svalutazioni nette: (i) nel settore Exploration & Production €1.217 milioni, i cui driver sono state le revisioni negative delle riserve e dei profili produttivi di giacimenti in Congo (al WACC del 7,6%), Italia (al WACC del 6,4%) e USA (al WACC del 6,5%), quest'ultimo anche per maggiori opex/capex, nonché l'adeguamento al fair value di vendita degli asset dell'Ecuador. Il WACC post-tax relativo a una svalutazione al netto dell'effetto fiscale superiore a €100 milioni è pari a 6,4% che si ridetermina in 6,9% pre-tax; (ii) nel business Refining & Marketing €819 milioni relativi per €684 milioni alla raffineria di Sannazzaro in relazione ai driver di scenario descritti, nonché in relazione alla previsione di aumento dei costi per le emissioni di CO_2 e agli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. I WACC post-tax relativi alle svalutazioni/riprese di valore al netto dell'effetto fiscale superiori a €100 milioni sono pari a circa il 6,6% che si ridetermina in 7,1% pre-tax; (iii) nel business Chimica €103 milioni in relazione ai driver di scenario descritti; (iv) nel settore Gas & Power €37 milioni relativi principalmente alle centrali elettriche in relazione alle previsioni di peggioramento dei margini dell'energia elettrica per overcapacity e pressione competitiva.

Inoltre, è stata valutata la recuperabilità dei costi relativi ai progetti di forestry, una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni, con l'avvio nel 2019 della partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production ai fini della neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi del settore Exploration & Production e la loro recuperabilità è stata valutata con riferimento all'intero settore Exploration & Production considerato come un'unica CGU. Al netto di tali costi proiettati fino alla fine della vita residua delle riserve, l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test si riduce del 2%.

Nel complesso allo scenario petrolifero di lungo termine adottato dalla Direzione aziendale, rimasto invariato da alcuni anni a questa parte, basato sul prezzo del petrolio Brent di lungo termine di 70 $/barile in moneta reale 2022 e sul prezzo del gas Italia di circa 230 €/kmc (pari a 7,8 $ per Mbtu), le proprietà Oil & Gas di Eni mostrano una sostanziale tenuta dei valori di libro come evidenzia il trend storico delle perdite da svalutazioni (nel 2017 riprese di valore nette di €158 milioni, nel 2018 svalutazioni nette di €726 milioni), ad eccezione di criticità legate a specifici contesti operativi o ad asset il cui acquisto/sviluppo risale alla fase storica di presunto picco nell'offerta. Questo perché dopo l'inizio del downturn petrolifero in corso ormai da sei anni, il management ha progressivamente ridotto il punto di pareggio dei nuovi capital project. Tuttavia, considerati i seguenti fattori: (i) la maggiore volatilità del prez-

zo del petrolio sempre più esposto ai rischi di portata globale; (ii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies; (iii) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi. Il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a diversi scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo che assume un prezzo long term del petrolio Brent di 50 $/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 $/Mbtu flat, il management prevede che circa l'85% delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiate (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) di Eni saranno prodotte entro il 2035, realizzando entro quella data il 94% del loro valore attuale netto. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni, valorizzate al predetto scenario più conservativo fra quelli considerati, è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

15 | Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2019				2018			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	**95**	**5.497**	**1.452**	**7.044**	**116**	**2.332**	**1.063**	**3.511**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)						(34)	(3)	(37)
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)		22		22				
Valore iniziale riesposto	**95**	**5.519**	**1.452**	**7.066**	**116**	**2.298**	**1.060**	**3.474**
Acquisizioni e sottoscrizioni	6	76	2.910	2.992		28	92	120
Cessioni e rimborsi	(5)		(17)	(22)	(33)	(3)	(115)	(151)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	6	80	75	161	8	16	385	409
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(10)	(157)	(17)	(184)	(5)	(415)	(10)	(430)
Decremento per dividendi	(4)	(1.073)	(61)	(1.138)	(6)	(19)	(25)	(50)
Variazione dell'area di consolidamento	1			1		3.448		3.448
Differenze di cambio da conversione	2	67	17	86	2	25	54	81
Altre variazioni	(5)	80	(2)	73	13	119	11	143
Valore finale	**86**	**4.592**	**4.357**	**9.035**	**95**	**5.497**	**1.452**	**7.044**

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €2.896 milioni l'acquisizione della quota del 20% in Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) che opera tre raffinerie, situate nelle aree di Ruwais (Ruwais East e Ruwais West) e Abu Dhabi (Abu Dhabi Refinery), con una capacità di raffinazione complessiva che supera i 900 mila barili al giorno. Attraverso l'operazione, Eni finalizza il proprio ingresso nel settore downstream degli Emirati Arabi Uniti e incrementa del 35% la propria capacità di raffinazione. L'operazione si inquadra nella strategia di Eni volta a diversificare geograficamente il proprio portafoglio complessivo e a renderlo sempre più bilanciato lungo la catena del valore; (ii) per €39 milioni l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd impegnata nella produzione di elastomeri in Corea del Sud.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a Vår Energi AS per €49 milioni e ad Angola LNG Ltd per €47 milioni.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della joint venture Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di un utile di €4 milioni. In considerazione della volatilità del titolo Saipem e delle incertezze sulla ripresa del ciclo degli investimenti da parte delle oil companies e della pressione competitiva nel settore Engineering & Construction, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore di libro dell'investimento sulla base di un modello finanziario interno basato sui dati pubblici di Saipem, sulla correlazione storica tra il fatturato della Saipem, l'andamento del prezzo del petrolio e i livelli di spending da parte delle oil companies, nonché sul consensus di mercato degli utili attesi. La verifica ha confermato il valore di libro.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di €90 milioni per la Cardón IV SA che opera il giacimento a gas Perla che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA in relazione al difficile contesto operativo.

Il decremento per dividendi è riferito per €1.057 milioni a Vår Energi AS.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2019 Valore contabile	31.12.2019 % di partecipazione	31.12.2018 Valore contabile	31.12.2018 % di partecipazione
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	30	100,00	31	100,00
- Altre(*)	56		64	
	86		**95**	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	2.518	69,60	3.498	69,60
- Saipem SpA	1.250	30,99	1.228	30,99
- Unión Fenosa Gas SA	326	50,00	335	50,00
- Cardón IV SA	148	50,00	98	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	139	49,00	137	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	74	50,00	75	50,00
- PetroJunín SA	53	40,00	47	40,00
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	35	33,33	32	33,33
- Altre(*)	49		47	
	4.592		**5.497**	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.829	20,00		
- Angola LNG Ltd	1.159	13,60	1.106	13,60
- Coral FLNG SA	102	25,00	102	25,00
- Novamont SpA	71	25,00	67	25,00
- United Gas Derivatives Co	69	33,33	62	33,33
- Commonwealth Fusion Systems Llc(a)	37		42	
- Altre(*)	90		73	
	4.357		**1.452**	
	9.035		**7.044**	

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.
(a) La percentuale di partecipazione non è determinabile.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2019 include Vår Energi SA, costituita a fine 2018 per effetto della fusione tra la ex-subsidiary Eni Norge AS e Point Resources AS per la massimizzazione delle sinergie nello sviluppo delle riserve d'idrocarburi in Norvegia attraverso la combinazione di asset e know-how. Il decremento rispetto al saldo iniziale di €980 milioni è dovuto alla distribuzione dei dividendi classificati nei flussi di cassa da attività operativa in considerazione dell'integrazione industriale di Eni Norge AS nell'ambito della strategia di crescita upstream di Eni. Tale decremento è stato parzialmente assorbito dalla quota di competenza Eni del risultato di periodo.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €72 milioni; le differenze sono riferite a Novamont SpA per €43 milioni e a Unión Fenosa Gas SA per €29 milioni e riflettono le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2019 i valori di libro e di mercato delle partecipazioni quotate in borsa sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	30,99
Prezzo delle azioni (€)	4,356
Valore di mercato (€ milioni)	1.345
Valore di libro (€ milioni)	1.250

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2019	2018
Valore iniziale	**919**	**219**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		681
Valore iniziale riesposto	**919**	**900**
Acquisizioni e sottoscrizioni	11	5
Valutazione al fair value con effetto a OCI	(3)	15
Cessioni e rimborsi	(12)	(22)
Differenze di cambio da conversione	15	31
Altre variazioni	(1)	(10)
Valore finale	**929**	**919**

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.
I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 31 – Proventi (oneri) su partecipazioni.
Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2019 include la Nigeria LNG Ltd per €657 milioni (€651 milioni al 31 dicembre 2018) e la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €146 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2018).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2019 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che costituisce parte integrante delle presenti note.

16 | Altre attività finanziarie

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	60	1.119	61	1.189
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	37		51	
	97	**1.119**	**112**	**1.189**
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	287		188	
	384	**1.119**	**300**	**1.189**
Titoli strumentali all'attività operativa		55		64
	384	**1.174**	**300**	**1.253**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Valore iniziale	**430**	**730**
Accantonamenti	11	279
Utilizzi	(88)	(596)
Differenze di cambio da conversione	7	17
Altre variazioni	19	
Valore finale	**379**	**430**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.041 milioni) e Gas & Power (€49 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €563 milioni (€705 milioni al 31 dicembre 2018).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.018 milioni (€1.088 milioni al 31 dicembre 2018).
Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.119 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 2,0% (-0,2% e 2,9% al 31 dicembre 2018).
La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, poiché sostitutivo di un investimento diretto, è stata valutata sulla base dall'esito del progetto minerario operato dalla joint venture, condizionato dall'evoluzione della difficile situazione finanziaria del Paese e dalla complessità del contesto operativo locale. Per scontare tali rischi nella valutazione di recuperabilità, i flussi di cassa futuri del progetto sono stati rettificati per incorporare le prevedibili difficoltà nel convertire in cassa le vendite future di gas, assumendo nella sostanza una dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati futuri. Tale planning è stato stimato sulla base di uno studio dell'evidenza empirica relativa alle percentuali medie di recupero ottenute dai creditori nell'ambito dei default sovrani, adeguate per riflettere la valenza strategica del settore energetico per l'economia. I flussi di cassa così rettificati sono stati attualizzati a un WACC risk-adjusted che sconta il deteriorato contesto operativo locale. Tale verifica di recuperabilità ha confermato il valore di libro del credito finanziario. La stessa metodologia è stata utilizzata per stimare il valore recuperabile dei crediti commerciali scaduti per le forniture di gas alla società di Stato PDVSA. Nel 2019 le percentuali di incasso del fatturato gas realizzate dalla joint venture sono risultate in linea con le assunzioni di stima adottate nella valutazione di recuperabilità del 2018; pertanto, non si è resa necessaria una revisione della valutazione di recuperabilità di tali crediti e di stima della relativa expected loss fatte in occasione del bilancio 2018.
Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano principalmente depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità e depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.
I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €370 milioni e €1.112 milioni.
I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.
Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.
L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo ammortizzato (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	24	25	da 0,20 a 4,75	dal 2020 al 2025	Baa3	BBB
Altri(*)	23	23	23	da 0,05 a 4,20	dal 2020 al 2024	da Aa3 a Baa1	da AA a A-
Tasso variabile							
Italia	5	5	5		dal 2020 al 2022	Baa3	BBB
Altri	3	3	3		2022	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	**55**	**55**	**56**				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.
Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

17 | Debiti commerciali e altri debiti

Al 1° gennaio 2019 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 sono i seguenti:

(€ milioni)	Debiti commerciali	Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	Altri debiti	Totale debiti commerciali e altri debiti
Valore al 31.12.2018	**11.645**	**207**	**4.895**	**16.747**
Riclassifiche (IFRS 16)	(128)			(128)
Valore al 01.01.2019	**11.517**	**207**	**4.895**	**16.619**

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.
I debiti commerciali e altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Debiti commerciali	10.480	11.645
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	401	207
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.276	2.530
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.236	1.151
Debiti verso altri	1.152	1.214
	15.545	**16.747**

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.866 milioni e €8.371 milioni.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 | Passività finanziarie

	31.12.2019				31.12.2018			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	187	504	2.341	**3.032**	383	768	2.710	**3.861**
Obbligazioni ordinarie		2.642	16.137	**18.779**		2.781	16.923	**19.704**
Obbligazioni convertibili			393	**393**			390	**390**
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.778			**1.778**	915			**915**
Altri finanziatori	487	10	39	**536**	884	52	59	**995**
	2.452	**3.156**	**18.910**	**24.518**	**2.182**	**3.601**	**20.082**	**25.865**

Le passività finanziarie diminuiscono di €1.347 milioni per effetto, essenzialmente, del saldo netto dei rimborsi per €1.540 milioni e, in aumento, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €249 milioni.
I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie a lungo termine al 31 dicembre 2019 è la seguente:

(€ milioni)	2021	2022	2023	2024	Oltre	Passività finanziarie a lungo termine
Banche	750	146	838	134	473	2.341
Obbligazioni ordinarie	930	698	1.879	1.641	10.989	16.137
Obbligazioni convertibili		393				393
Altri finanziatori	11	13	14	1		39
	1.691	**1.250**	**2.731**	**1.776**	**11.462**	**18.910**

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari calcolati su dati del bilancio consolidato di Eni, la cui inosservanza consente alla banca di chiedere il rimborso anticipato. Al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.243 milioni e a €1.337 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.030 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.749 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
(€ milioni)					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.200	16	1.216	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	38	1.038	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	28	1.028	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	20	1.020	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR		2026		1,500
Eni SpA	900	(4)	896	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	2	802	EUR		2021		2,625
Eni SpA	800	(1)	799	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	9	759	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	5	755	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750	(4)	746	EUR		2034		1,000
Eni SpA	700	2	702	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650	3	653	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(4)	596	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.558	(3)	1.555	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	295	4	299	EUR	2028	2043	3,875	5,441
Eni Finance International SA	118	5	123	GBP		2021		4,750
Eni Finance International SA	25		25	YEN		2021		1,955
	14.896	**134**	**15.030**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	890	4	894	USD		2023		4,000
Eni SpA	890	2	892	USD		2028		4,750
Eni SpA	890	(1)	889	USD		2029		4,250
Eni SpA	401	4	405	USD		2020		4,150
Eni SpA	312	1	313	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	356		356	USD		2027		7,300
	3.739	**10**	**3.749**					
	18.635	**144**	**18.779**					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.611 milioni. Nel corso del 2019 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.635 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(7)	393	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione.
Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.
Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per €14,9 miliardi.
Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2019				31.12.2018			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	464	0,2	16.526	2,1	680	1,9	18.635	2,3
Dollaro USA	1.981	2,3	5.392	4,6	1.007	2,5	4.530	4,3
Altre valute	7	(0,7)	148	4,3	495	1,0	518	4,2
Totale	**2.452**		**22.066**		**2.182**		**23.683**	

Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni (€12.484 milioni al 31 dicembre 2018) e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni (€5.214 milioni al 31 dicembre 2018).
Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2019 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.
Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Obbligazioni ordinarie	19.173	20.257
Obbligazioni convertibili	402	399
Banche	2.904	3.445
Altri finanziatori	49	111
	22.528	**24.212**

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 2,0% (-0,2% e 2,9% al 31 dicembre 2018).
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2018	**23.683**	**2.182**		**25.865**
Prima applicazione IFRS 16			5.656	5.656
Riclassifiche			168	168
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinata alla vendita			(13)	(13)
Valore al 01.01.2019	**23.683**	**2.182**	**5.811**	**31.676**
Variazioni monetarie	(1.701)	161	(877)	(2.417)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	157	92	93	342
Variazione dell'area di consolidamento		5		5
Altre variazioni non monetarie	(73)	12	621	560
Valore al 31.12.2019	**22.066**	**2.452**	**5.648**	**30.166**

Le altre variazioni non monetarie comprendono €668 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing.
Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

19 | Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.994		5.994	10.836		10.836
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.760		6.760	6.552		6.552
C. Liquidità (A+B)	**12.754**		**12.754**	**17.388**		**17.388**
D. Crediti finanziari	**287**		**287**	**188**		**188**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	187		187	383		383
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	504	2.341	2.845	768	2.710	3.478
G. Prestiti obbligazionari	2.642	16.530	19.172	2.781	17.313	20.094
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	46		46	661		661
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.219		2.219	1.138		1.138
J. Altre passività finanziarie a lungo termine	10	39	49	52	59	111
K. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+J)	**5.608**	**18.910**	**24.518**	**5.783**	**20.082**	**25.865**
L. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (K-C-D)	**(7.433)**	**18.910**	**11.477**	**(11.793)**	**20.082**	**8.289**
M. Passività per beni in leasing	884	4.751	5.635			
N. Passività per beni in leasing verso entità correlate	5	8	13			
O. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (K+M+N)	**6.497**	**23.669**	**30.166**	**5.783**	**20.082**	**25.865**
P. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (O-C-D)	**(6.544)**	**23.669**	**17.125**	**(11.793)**	**20.082**	**8.289**

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono commentate alla nota n. 5 – Disponibilità liquide ed equivalenti.
Le attività finanziarie destinate al trading sono commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.
I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.
Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.976 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

20 | Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Fondo dismssioni e ristrutturazioni	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2018	**6.777**	**2.595**	**824**	**180**	**327**	**204**	**130**	**108**	**66**	**415**	**11.626**
Accantonamenti		354	165	38	173	65		2	2	411	1.210
Rilevazione iniziale e variazione stima	2.074										2.074
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	247	7	(2)							3	255
Utilizzi a fronte oneri	(313)	(299)	(43)	(24)	(175)			(11)	(12)	(51)	(928)
Utilizzi per esuberanza	(7)	(25)	(105)				(19)	(29)	(10)	(7)	(202)
Differenze cambio da conversione	112		13	8		2				4	139
Altre variazioni	46	(30)	(2)	(3)	8	(83)	2			(6)	(68)
Valore al 31.12.2019	**8.936**	**2.602**	**850**	**199**	**333**	**188**	**113**	**70**	**46**	**769**	**14.106**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (€8.411 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima positiva per €2.074 milioni comprendono gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione e dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €247 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,1% e 6,1% (-0,2% e 6,1% al 31 dicembre 2018). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrata nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) per €1.930 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €416 milioni che include gli oneri di ripristino e risanamento ambientale relativi al Protocollo d'intesa sottoscritto tra Eni e il Ministero dell'ambiente nel dicembre 2019.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €723 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate estere del settore Exploration & Production per €169 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €162 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF – SpA (in liquidazione) per €131 milioni.

Il fondo mutua assicurazione OIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Il fondo esodi agevolati è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

21 | Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Piani a benefici definiti:		
- TFR	269	275
- Piani esteri a benefici definiti	412	385
- Fisde, altri piani medici esteri e altri	177	148
	858	**808**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	278	309
	1.136	**1.117**

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €132 milioni, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA per €107 milioni, i premi di anzianità per €25 milioni e gli altri piani a lungo termine per €14 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2019						2018					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**275**	**925**	**148**	**1.348**	**309**	**1.657**	**284**	**997**	**135**	**1.416**	**194**	**1.610**
Costo corrente		19	2	**21**	55	**76**		27	2	**29**	42	**71**
Interessi passivi	4	37	3	**44**	1	**45**	4	31	2	**37**	1	**38**
Rivalutazioni:	5	41	24	**70**	1	**71**	1	(25)	13	**(11)**	30	**19**
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*7*	*50*	*3*	***60***	*1*	***61***		*(31)*	*1*	***(30)***	*29*	***(1)***
- Effetto dell'esperienza passata	*(2)*	*(9)*	*21*	***10***		***10***	*1*	*6*	*12*	***19***	*1*	***20***
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	**9**	(2)	**7**		2	1	**3**	115	**118**
Contributi al piano:		1		**1**		**1**		1		**1**		**1**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
Benefici pagati	(15)	(28)	(9)	**(52)**	(88)	**(140)**	(15)	(35)	(9)	**(59)**	(74)	**(133)**
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita								(8)		**(8)**		**(8)**
Variazione dell'area di consolidamento								(90)		**(90)**	(2)	**(92)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		48	1	**49**	2	**51**	1	25	4	**30**	3	**33**
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**269**	**1.044**	**177**	**1.490**	**278**	**1.768**	**275**	**925**	**148**	**1.348**	**309**	**1.657**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**545**		**545**		**545**		**588**		**588**		**588**
Interessi attivi		20		**20**		**20**		17		**17**		**17**
Rendimento delle attività a servizio del piano		23		**23**		**23**		(21)		**(21)**		**(21)**
Contributi al piano:		14		**14**		**14**		25		**25**		**25**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
- Contributi del datore di lavoro		*13*		***13***		***13***		*24*		***24***		***24***
Benefici pagati		(19)		**(19)**		**(19)**		(26)		**(26)**		**(26)**
Variazione dell'area di consolidamento								(64)		**(64)**		**(64)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		49		**49**		**49**		26		**26**		**26**
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**632**		**632**		**632**		**545**		**545**		**545**
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		**5**		**5**		**5**						
Modifiche nel massimale di attività		(5)		**(5)**		**(5)**		5		**5**		**5**
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)								**5**		**5**		**5**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**269**	**412**	**177**	**858**	**278**	**1.136**	**275**	**385**	**148**	**808**	**309**	**1.117**

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €175 milioni e di €181 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2019						
Costo corrente		19	2	**21**	55	**76**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	**9**	(2)	**7**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*4*	*37*	*3*	***44***	*1*	***45***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(20)*		***(20)***		***(20)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	17	3	**24**	1	**25**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*1*	***1***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*17*	*3*	***24***		***24***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	**1**
Totale	**4**	**37**	**13**	**54**	**55**	**109**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*20*	*10*	***30***	*55*	***85***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*17*	*3*	***24***		***24***
2018						
Costo corrente		*27*	2	**29**	42	**71**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		2	1	**3**	115	**118**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*4*	*31*	*2*	***37***	*1*	***38***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(17)*		***(17)***		***(17)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	14	2	**20**	1	**21**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*1*	***1***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*14*	*2*	***20***		***20***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					30	**30**
Totale	**4**	**43**	**5**	**52**	**188**	**240**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*29*	*3*	***32***	*188*	***220***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*14*	*2*	***20***		***20***

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2019				2018			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*7*	50	3	**60**		(31)	1	**(30)**
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	(9)	21	**10**	1	6	12	**19**
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(23)		**(23)**		21		**21**
- Modifiche nel massimale di attività		(5)		**(5)**		5		**5**
	5	**13**	**24**	**42**	**1**	**1**	**13**	**15**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2019									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	32	39	388	7	2	79	17	65	**629**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		**3**
	32	**39**	**388**	**7**	**2**	**79**	**20**	**65**	**632**
31.12.2018									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	115	37	238	6	2	56	18	70	**542**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		**3**
	115	**37**	**238**	**6**	**2**	**56**	**21**	**70**	**545**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2019					
Tasso di sconto	(%)	0,7	0,0-13,7	0,7	0,0-0,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,7	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,7	0,8-11,3	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	
2018					
Tasso di sconto	(%)	1,5	0,8-18,0	1,5	0,2-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,5	1,5-16,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,5	0,8-16,0	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2019						
Tasso di sconto	(%)	0,8-1,0	0,0-2,0	2,6-13,7	7,3-11,3	**0,0-13,7**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	10,0-11,3	**1,3-12,5**
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-2,0	0,8-3,1	2,6-11,3	3,3-5,0	**0,8-11,3**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	24-25	13-17		**13-25**
2018						
Tasso di sconto	(%)	1,5-1,9	0,8-2,9	3,7-18,0	8,0-13,3	**0,8-18,0**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-3,8	5,0-16,5	10,0-13,3	**1,5-16,5**
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-2,0	0,8-3,3	3,7-16,0	3,3-5,0	**0,8-16,0**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-25	13-17		**13-25**

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2019						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(67)	77	31	18		34
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(9)	10			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			
31.12.2018						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(58)	65	23	15		18
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(7)	8			6	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(5)	3	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €130 milioni, di cui €57 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2019					
2020		17	33	9	73
2021		16	35	8	68
2022		12	32	7	61
2023		10	39	7	17
2024		15	49	7	14
Oltre		199	224	139	45
Durata media ponderata	(anni)	**9,4**	**18,1**	**13,3**	**3,0**
31.12.2018					
2019		15	54	9	81
2020		16	56	7	72
2021		18	63	6	67
2022		14	64	6	20
2023		11	74	6	17
Oltre		201	74	114	57
Durata media ponderata	(anni)	**10,1**	**17,4**	**12,8**	**2,6**

22 | Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Passività per imposte differite lorde	9.583	7.956
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.663)	(3.684)
Passività per imposte differite	**4.920**	**4.272**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	9.023	7.615
Passività per imposte differite compensabili	(4.663)	(3.684)
Attività per imposte anticipate	**4.360**	**3.931**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.796	6.612
- contratti di leasing IFRS 16	1.375	
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	617	849
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	126	85
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	97	44
- altre	572	366
	9.583	**7.956**
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(6.065)	(5.528)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.242)	(1.986)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.022)	(2.104)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.513)	(1.460)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.385)	
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(946)	(792)
- over/under lifting	(525)	(604)
- benefici ai dipendenti	(209)	(212)
- utili infragruppo	(120)	(124)
- altre	(740)	(546)
	(15.767)	**(13.356)**
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	**6.744**	**5.741**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	**(9.023)**	**(7.615)**

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2018	**7.956**	**(13.356)**	**5.741**	**(7.615)**
Prima applicazione IFRS 16	1.470	(1.470)		(1.470)
Valore al 01.01.2019	**9.426**	**(14.826)**	**5.741**	**(9.085)**
Incrementi	1.265	(2.091)	1.161	(930)
Decrementi	(1.205)	1.407	(174)	1.233
Differenze di cambio da conversione	194	(182)	34	(148)
Altre variazioni	(97)	(75)	(18)	(93)
Valore al 31.12.2019	**9.583**	**(15.767)**	**6.744**	**(9.023)**
Valore al 31.12.2017	**10.169**	**(13.609)**	**5.262**	**(8.347)**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	37	(237)		(237)
Valore al 01.01.2018	**10.206**	**(13.846)**	**5.262**	**(8.584)**
Incrementi	1.147	(1.478)	253	(1.225)
Decrementi	(802)	1.523	(43)	1.480
Differenze di cambio da conversione	283	(278)	71	(207)
Variazione dell'area di consolidamento	(2.778)	813		813
Altre variazioni	(100)	(90)	198	108
Valore al 31.12.2018	**7.956**	**(13.356)**	**5.741**	**(7.615)**

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.
Le perdite fiscali ammontano a €21.360 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €15.256 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €12.039 milioni e a società estere per €9.321 milioni; le relative attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente a €2.936 milioni e €3.129 milioni.
Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 33,6% per le imprese estere.
Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €5.329 milioni e a società estere per €1.415 milioni.
Le imposte sono indicate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

23 | Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	97	43	2	99	46	2
- Interest currency swap	26		2	14	71	2
- Outright	8	5	2	3	5	2
	131	**48**		**116**	**122**	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	13	34	2	18	6	2
	13	**34**		**18**	**6**	
Contratti su merci						
- Future	192	181	1	1.060	1.107	1
- Over the counter	89	58	2	306	284	2
- Altro	12		2	1	5	2
	293	**239**		**1.367**	**1.396**	
	437	**321**		**1.501**	**1.524**	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- Over the counter	2.387	1.953	2	992	1.031	2
- Future	348	313	1	367	263	1
- Opzioni	21	22	2	80	71	2
	2.756	**2.288**		**1.439**	**1.365**	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	1	596	2	311	196	2
- Future	34	148	1			
- Opzioni		2	2	26	15	1
	35	**746**		**337**	**211**	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	**11**	**11**	**2**	**21**	**21**	**2**
Totale contratti derivati lordi	**3.239**	**3.366**		**3.298**	**3.121**	
Compensazione	(612)	(612)		(1.636)	(1.636)	
Totale contratti derivati netti	**2.627**	**2.754**		**1.662**	**1.485**	
Di cui:						
- correnti	2.573	2.704		1.594	1.445	
- non correnti	54	50		68	40	

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 – Patrimonio netto e n. 29 – Costi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.
Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 – Passività finanziarie.
La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita al settore Gas & Power.
Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	2.179	(1.357)	(2)	3.528	404	2
- Future	1.245	(61)		71	(6)	(2)
	3.424	**(1.418)**	**(2)**	**3.599**	**398**	

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA per €1.902 milioni, compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è coperta utilizzando in una relazione di fair value hedge, le differenze di cambio negative per €21 milioni nel 2019 che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA di €1.844 milioni.

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	1.444	(656)	(739)	(389)	(13)	642
	1.444	**(656)**	**(739)**	**(389)**	**(13)**	**642**

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle commodity energetiche. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge.

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti.

Le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti.

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(2)		12
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	289	129	(44)
	287	**129**	**(32)**

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power. I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018	2017
- Strumenti finanziari derivati su valute	9	(329)	809
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(23)	22	28
	(14)	**(307)**	**837**

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

24 | Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €18 milioni riguardano la cessione di attività materiali.

Nel corso del 2019 è stata effettuata la cessione della società consolidata Agip Oil Ecuador BV, titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano e la cessione di una partecipazione minoritaria.

25 | Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	37.436	36.702
Riserva per differenze cambio da conversione	7.209	6.605
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	981	581
Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(465)	(9)
Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(173)	(130)
Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	60	66
Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	12	15
Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(981)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.542)	(1.513)
Utile (perdita) dell'esercizio	148	4.126
	47.839	**51.016**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2019, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2018).

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,41 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2019, con data di stacco il 20 maggio 2019 e "record date" il 21 maggio 2019. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2018 ammonta perciò a €0,83; (ii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 67.000.000 azioni ordinarie della Società, rappresentative dell'1,84% circa del capitale, per un esborso complessivo fino a €1.200 milioni; in esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2019 sono state acquistate n. 28.590.482 azioni al costo complessivo di €400 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserve strumenti finanziari e benefici ai dipendenti

	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Piani e benefici definiti per i dipendenti(*)			Riserve OCI relative a Partecipazioni valutate al patrimonio netto	Partecipazioni valutate al fair value
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2018	**(13)**	**4**	**(9)**	**(143)**	**13**	**(130)**	**66**	**15**
Variazione dell'esercizio	(1.418)	411	**(1.007)**	(49)	5	**(44)**	(6)	(3)
Differenze cambio				(3)		**(3)**		
Variazione dell'area di consolidamento				5	(1)	**4**		
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	(10)	**26**					
Rigiro a conto economico	739	(214)	**525**					
Riserva al 31.12.2019	**(656)**	**191**	**(465)**	**(190)**	**17**	**(173)**	**60**	**12**
Riserva al 31.12.2017	**240**	**(57)**	**183**	**(133)**	**19**	**(114)**	**90**	
Variazione dell'esercizio	399	(116)	**283**	(15)	(2)	**(17)**	(24)	15
Differenze cambio				1	(1)			
Variazione dell'area di consolidamento				4	(3)	**1**		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(10)	3	**(7)**					
Rigiro a conto economico	(642)	174	**(468)**					
Riserva al 31.12.2018	**(13)**	**4**	**(9)**	**(143)**	**13**	**(130)**	**66**	**15**

(*) La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al 31 dicembre 2019 comprende €7 milioni relativi alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano: (i) €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate; (ii) €63 milioni le riserve di capitale di Eni SpA.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €981 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2018) e sono rappresentate da n. 61.635.679 azioni ordinarie Eni (33.045.197 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2018) possedute da Eni SpA.

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2019 di €1.542 milioni pari a €0,43 per azione è stato deliberato il 19 settembre 2019 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 25 settembre 2019.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2019 comprende riserve distribuibili per circa €43 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	2019	2018	31.12.2019	31.12.2018
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**2.978**	**3.173**	**41.636**	**42.615**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(2.800)	(134)	5.211	7.183
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(6)		202	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(348)	862	1.424	2.000
- eliminazione di utili infragruppo	(74)	177	(593)	(519)
- imposte sul reddito differite e anticipate	405	59	20	(359)
	155	**4.137**	**47.900**	**51.073**
Interessenze di terzi	(7)	(11)	(61)	(57)
Come da bilancio consolidato	**148**	**4.126**	**47.839**	**51.016**

26 | Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2019	2018	2017
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	1	44	
Attività non correnti	12	198	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		11	
Passività correnti e non correnti	(6)	(47)	
Effetto netto degli investimenti	**7**	**206**	
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		(50)	
Interessenze di terzi	(2)		
Provento da bargain purchase		(8)	
Totale prezzo di acquisto	**5**	**148**	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		*(29)*	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	**5**	**119**	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	77	328	166
Attività non correnti	188	5.079	814
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	11	785	(252)
Passività correnti e non correnti	(57)	(3.470)	(205)
Effetto netto dei disinvestimenti	**219**	**2.722**	**523**
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	(24)	113	
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(3.498)	
Valutazione al fair value per business combination		889	
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	16	13	2.148
Totale prezzo di vendita	**211**	**239**	**2.671**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(24)*	*(286)*	*(9)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	**187**	**(47)**	**2.662**

Gli investimenti del 2019 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 60% della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale; (ii) l'acquisizione residua del 32% della joint operation Petroven Srl titolare di un deposito costiero adibito a stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi.
I disinvestimenti del 2019 hanno riguardato la cessione del 100% della società Agip Oil Ecuador BV titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano.
Gli investimenti del 2018 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del ramo d'azienda da parte di Versalis SpA delle attività "bio" del Gruppo Mossi & Ghisolfi relativo alle attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi bio-chimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili per €75 milioni; (ii) l'acquisizione della quota residua del 51% della partecipazione in Gas Supply Company Thessaloniki – Thessalia SA che distribuisce e commercializza gas in Grecia per €24 milioni al netto della cassa acquisita di €28 milioni; (iii) l'acquisizione della società Mestni Plinovodi distribucija plina doo che distribuisce e commercializza gas in Slovenia per €15 milioni al netto della cassa acquisita di €1 milione. Il provento da bargain purchase, rilevato nella voce Altri ricavi e proventi, è dovuto alle sinergie ottenibili dalla maggiore capacità di recuperare in tariffa gli investimenti fatti dalla società acquisita dovuta alla combinazione dei portafogli clienti.

I disinvestimenti del 2018 hanno riguardato: (i) la perdita del controllo di Eni Norge AS a seguito dell'operazione di business combination con Point Resources AS con la costituzione della joint venture valutata all'equity Vår Energi AS (interessenza Eni 69,60%) che svilupperà il portafoglio progetti delle due entità combinate. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività nette per €2.486 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €258 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vår Energi AS per €3.498 milioni e di un provento a conto economico per valutazione al fair value di €889 milioni al netto del realizzo di differenze passive di cambio per €123 milioni; (ii) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz Dso (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (iii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga per €33 milioni; (iv) la cessione del 100% della società consolidata Eni Croatia BV titolare di quote di progetti a gas in Croazia a INA-Industrija Nafte dd per €20 milioni al netto della cassa ceduta di €15 milioni; (v) la cessione del 100% della società consolidata Eni Trinidad and Tobago Ltd che detiene una quota di un progetto a gas in Trinidad & Tobago per €10 milioni.

27 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imprese consolidate	4.323	5.082
Imprese controllate non consolidate	197	196
Imprese in joint venture e collegate	4.075	4.056
Altri	267	163
	8.862	**9.497**

Le garanzie comprendono le garanzie rilasciate da Eni a beneficio delle parti terze che hanno gli obblighi contrattuali di costruire e finanziare l'unità di Floating Production di GNL del valore complessivo di €4.673 milioni ai fini dello sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral nel permesso Area 4 nell'offshore del Mozambico. Eni è operatore con una quota del 25% del progetto attraverso la partecipazione azionaria del 35,71% nella joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA. Il progetto Coral ha ottenuto la FID il 1° giugno 2017. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA (quota Eni 25%) che eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari dell'EPCC di Area 4 e degli altri due soci di Mozambico Rovuma Venture SpA, CNPC ed ExxonMobil ciascuno in proporzione al proprio participating interest indiretto nell'EPCC di Area 4, pari rispettivamente al 20% e al 25%. Il gas liquefatto sarà venduto alla società petrolifera BP sulla base di un contratto di lungo termine con clausola di take-or-pay della durata di 20 anni con l'opzione di estenderne la durata fino ad altri dieci anni consecutivi (LNG Sale and Purchase Agreement). A copertura degli obblighi contrattuali derivanti dal contratto di Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) nei confronti del consorzio di costruzione Technip - JGC – Samsung Heavy Industries, Eni, tramite una propria controllata, ha emesso una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA fino all'ammontare massimo di €1.168 milioni, corrispondenti al 25% del valore del contratto. Il valore della garanzia decresce nel corso della durata del contratto in accordo alla struttura dei pagamenti. Il finanziamento del progetto è coperto in parte da capitale equity degli upstreamer e in parte da un project financing con Export Credit Agencies e banche commerciali dell'ammontare complessivo di €4.164 milioni. Nella fase relativa alla costruzione e messa in esercizio dell'impianto FLNG, il project financing sarà assistito dalla garanzia di rimborso (cosiddetta "Debt Service Undertaking" - "DSU") per un valore massimo stimato di €1.425 milioni in proporzione alla quota del 25% di partecipazione di Eni all'iniziativa industriale. Nella fase di esercizio dell'impianto, una volta superati tutti i performance test richiesti dai lender, tale garanzia sarà rilasciata e il finanziamento diventerà interamente non recourse nei confronti dei Concessionari. Nella fase di esercizio, le garanzie a favore dei lender saranno limitate al solo perimetro del progetto, senza dare in garanzia le riserve gas, con rimborso del finanziamento e dei costi accessori in base al meccanismo del "pay-when-paid", secondo cui il rimborso avverrà in base agli incassi derivanti dalle vendite di GNL generato dal progetto al long-term buyer, senza obbligo per Eni e per gli altri Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, i Concessionari hanno aperto una linea di credito, impegnandosi ognuno pro-quota a finanziare: (i) gli esborsi equity di competenza della società di Stato del Mozambico ENH fino ad un importo massimo di €123 milioni in quota Eni; (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di €158 milioni in quota Eni. Infine, in base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del primo piano di sviluppo delle riserve del permesso, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.335 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate di €4.323 milioni (€5.082 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano principalmente contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.886 milioni (€2.576 milioni al 31 dicembre 2018). Nel 2019 è stata estinta la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra di €1.010 milioni emessa nel 2016 per ottenere la rinuncia di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro della partecipazione in Eni International BV ottenuto da un giudice olandese nell'ambito del contenzioso commerciale per le forniture gas. L'arbitrato attivato dalle parti per dirimere la controversia ha emesso nel mese di luglio un lodo favorevole a Eni stabilendo che GasTerra non ha diritto ad alcun conguaglio prezzo per le forniture di gas del periodo contestato, contrariamente alla tesi iniziale di GasTerra, sulla cui base era stato ottenuto il provvedimento di sequestro. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra, la garanzia bancaria è stata estinta. GasTerra si è riservata ogni azione a tutela delle proprie ragioni. L'impegno effettivo delle garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate ammonta a €4.013 milioni (€5.000 milioni al 31 dicembre 2018).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €4.075 milioni (€4.056 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.676 milioni (€1.664 milioni al 31 dicembre 2018), di cui €1.425 milioni a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mo-

zambico (€1.397 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.661 milioni (€1.644 milioni al 31 dicembre 2018), di cui €1.168 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della FLNG per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.147 milioni al 31 dicembre 2018); (iii) la fidejussione di €499 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI – Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €181 milioni (€177 milioni al 31 dicembre 2018). L'impegno effettivo delle garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate ammonta a €2.109 milioni (€2.159 milioni al 31 dicembre 2018).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Impegni	74.338	54.611
Rischi	676	673
	75.014	**55.284**

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €65.374 milioni (€52.397 milioni al 31 dicembre 2018). L'incremento di €12.977 milioni riguarda: (a) le parent company guarantees di €9.794 milioni rilasciate per €8.904 milioni a favore di Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1 e 2 e per €890 milioni a favore di Eni RAK BV in relazione all'ingresso e all'avvio delle attività esplorative nel blocco A negli Emirati Arabi Uniti. Le parent company guarantees si aggiungono a quelle rilasciate nel 2018 nell'ambito delle transazioni con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle due concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €13.356 milioni e di una quota di partecipazione del 25% nella Concessione di Gasha della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €22.261 milioni. Le garanzie sono state rilasciate a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai due Concession Agreement tra cui, in particolare, il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione e mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Va evidenziato che le garanzie non coprono eventuali perdite di profitto o di produzione derivanti dal mancato conseguimento dei target; (b) le parent company guarantees di €445 milioni rilasciate a seguito dell'operazione di scambio quote con Lukoil nei Blocchi 10 e 12 nell'offshore del Messico. Le parent company guarantees si aggiungono a quelle rilasciate negli esercizi precedenti di €9.194 milioni, di cui €6.968 milioni rilasciate nel 2018 per l'assegnazione di nuovi titoli esplorativi e della decisione finale d'investimento per lo sviluppo delle riserve dell'Area 1; (c) l'emissione di parent company guarantees per €1.781 milioni a seguito dell'acquisizione degli asset upstream di ExxonMobil da parte della joint venture Vår Energi AS in relazione alle obbligazioni di abbandono; (ii) due parent company guarantees per un ammontare complessivo di €6.527 milioni rilasciate nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La prima parent company guarantee di €2.965 milioni è stata rilasciata a garanzia degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement e rimarrà in essere fino al pagamento della Deferred Consideration previsto entro il 31 marzo 2020. La seconda parent company guarantee di €3.562 milioni è stata rilasciata a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholder Agreement e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). Tale impegno contrattuale stimato in €1.978 milioni (€2.079 milioni al 31 dicembre 2018) è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico dell'esercizio. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent compay guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio; (iv) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €114 milioni (€116 milioni al 31 dicembre 2018); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) l'impegno di €105 milioni per l'acquisto del 70% della società Evolvere SpA impegnata nella produzione e distribuzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; l'acquisto è stato finalizzato a gennaio 2020.

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €248 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €428 milioni (€429 milioni al 31 dicembre 2018).

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono, la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €13 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS. Gli altri impegni includono inoltre gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.
Inoltre a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di

liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.
Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.
L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.
Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.
Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward,

Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Nel 2019, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2018.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2019 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2018) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	5,19	2,44	3,80	3,00	3,65	1,80	2,73	2,99
Tasso di cambio[a]	0,41	0,07	0,17	0,15	0,57	0,09	0,28	0,25

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA ed Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	23,03	7,74	11,22	9,11	18,60	6,79	11,04	7,50
Trading[b]	1,60	0,25	0,51	0,31	2,28	0,26	0,73	0,27

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.
(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro[a]	0,37	0,31	0,35	0,33	0,35	0,25	0,29	0,25

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in euro è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2019				2018			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro[a]	0,05	0,02	0,04	0,05	0,04	0,01	0,02	0,02

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata adottato.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una Probabilità di Default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti strutturati sulle commodity oggetto del core business di Eni, ed esposizioni di natura finanziaria, sostanzialmente relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di CdA e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per circa €14,9 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2019 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nel 2019 sono stati emessi bond per un controvalore complessivo di circa €1.635 milioni, di cui €746 milioni nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e €889 milioni attraverso un'emissione di 1 miliardo di USD sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2019, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €13.299 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €4.667 milioni, di cui €450 scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Pagamenti futuri a fronte di passività, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.908	1.704	1.259	2.743	1.785	11.521	**21.920**
Passività finanziarie a breve termine	2.452						**2.452**
Passività per beni in leasing	884	632	487	434	424	2.761	**5.622**
Passività per strumenti finanziari derivati	2.704	2	14			34	**2.754**
	8.948	**2.338**	**1.760**	**3.177**	**2.209**	**14.316**	**32.748**
Interessi su debiti finanziari	594	452	353	342	269	1.667	**3.677**
Interessi su passività per beni in leasing	341	302	263	233	206	1.015	**2.360**
	935	**754**	**616**	**575**	**475**	**2.682**	**6.037**
Garanzie finanziarie	926						**926**

	Anni di scadenza						
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.301	2.958	1.541	1.253	2.714	11.723	**23.490**
Passività finanziarie a breve termine	2.182						**2.182**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.445	13	1	21		5	**1.485**
	6.928	**2.971**	**1.542**	**1.274**	**2.714**	**11.728**	**27.157**
Interessi su debiti finanziari	655	545	436	330	320	1.677	**3.963**
Garanzie finanziarie	668						**668**

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.953 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate di Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	2020	2021-2024	Oltre	Totale
31.12.2019				
Debiti commerciali	10.480			**10.480**
Altri debiti e anticipi	5.065	54	100	**5.219**
	15.545	**54**	**100**	**15.699**

	Anni di scadenza			
	2019	2020-2023	Oltre	Totale
31.12.2018				
Debiti commerciali	11.645			**11.645**
Altri debiti e anticipi	5.102	59	96	**5.257**
	16.747	**59**	**96**	**16.902**

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali[38]

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(38) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**331**	**325**	**163**	**179**	**424**	**12.052**	**13.474**
Costi relativi a fondi ambientali	**403**	**368**	**319**	**238**	**198**	**1.065**	**2.591**
Impegni di acquisto[b]	**9.938**	**9.912**	**9.467**	**9.530**	**9.722**	**77.914**	**126.483**
- Gas							
Take-or-pay	7.117	9.140	8.912	9.100	9.410	77.239	**120.918**
Ship-or-pay	1.070	532	454	412	296	646	**3.410**
- Altri impegni di acquisto	1.751	240	101	18	16	29	**2.155**
Altri Impegni	**7**	**1**				**106**	**114**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	7	1				106	114
Totale	**10.679**	**10.606**	**9.949**	**9.947**	**10.344**	**91.137**	**142.662**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €31,5 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	5.570	4.054	2.611	1.544	2.669	**16.448**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2019			2018		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading[a]	6.760	127		6.552	32	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading[b]	(125)	273		177	(178)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value[c]	929	247	(3)	919	231	15
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	12.926	(409)		14.145	(343)	
- Crediti finanziari[e]	1.503	110		1.489	(139)	
- Titoli[a]	55			64		
- Debiti commerciali e altri debiti[a]	15.699	33		16.902	(28)	
- Debiti finanziari[f]	24.518	(802)		25.865	(615)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[g]	(2)	(739)	(679)		642	(243)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €287 milioni di proventi (proventi per €129 milioni nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €14 milioni di oneri (oneri per €307 milioni nel 2018).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €432 milioni di svalutazioni nette (€415 milioni di svalutazioni nette nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €23 milioni di proventi (proventi per €69 milioni nel 2018), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €26 milioni (€38 milioni di interessi attivi nel 2018).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €99 milioni (€129 milioni nel 2018) e rivalutazioni nette per €4 milioni (€275 milioni di svalutazioni nette nel 2018).
(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €647 milioni (€605 milioni nel 2018).
(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2019			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	13.773	900	12.873
Altre attività correnti	4.584	612	3.972
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	16.445	900	15.545
Altre passività correnti	7.758	612	7.146
31.12.2018			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	15.634	1.533	14.101
Altre attività correnti	4.455	1.636	2.819
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	18.280	1.533	16.747
Altre passività correnti	7.048	1.636	5.412

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €713 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2018) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €187 milioni (€186 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €612 milioni (€1.636 milioni al 31 dicembre 2018).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

(i) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. In sede di discussione, nel marzo 2019, il PM procedente ha chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati. Il procedimento è in corso. Inoltre, nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. La società ha presentato un nuovo progetto di bonifica già ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. Sono iniziati i lavori di bonifica previsti dal POB fase 1, già decretato, il 23 settembre 2019. Per questo secondo procedimento è stata presentata memoria per chiederne l'archiviazione.

(ii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Eni Rewind SpA di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 la Procura ha modificato le imputazioni in forma colposa e non dolosa. L'ipotesi di risoluzione del procedimento per intervenuta prescrizione è stata rigettata dalla Corte Costituzionale che accogliendo la tesi della Procura di Sassari ha valutato come la complessità degli accertamenti necessari nel caso di reati quali il disastro ambientale giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione parificandoli ai termini previsti per le ipotesi dolose. La Corte di Cassazione ha restituito gli atti alla Procura di Sassari che ha proceduto a ripresentare la richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare è stata ammessa la costituzione di parte civile del Ministero dell'Ambiente, della Regione Sardegna, dell'Ente Parco Asinara e del Comune di Porto Torres. Sono state citate in giudizio le società Eni Rewind SpA e Versalis SpA quali responsabili civili. Successivamente, su richie-

sta della difesa della società, Versalis SpA è stata estromessa dal procedimento che risulta in corso.

(iii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind SpA e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind SpA e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind SpA e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il procedimento di secondo grado è in corso.

(iv) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind SpA è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde c.d. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari.

(v) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres (1).** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind SpA è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio scorso è stato notificato avviso ex art. 415-bis. La società Eni Rewind SpA è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio.

(vi) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres (2).** Nel 2015 la Procura di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area "palte fosfatiche", acque raccolte da Eni Rewind SpA sulla base del provvedimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto e dal Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica e gestione non autorizzata di rifiuti radioattivi. La Procura ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta, regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. L'istanza presentata per la rimozione dei BULK è stata autorizzata dalla Procura nell'ottobre 2018. Il procedimento è stato riunito in quello descritto sopra.

(vii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind SpA ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro.
Unica condanna per un caso di asbestosi. Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno presentato appello. I giudici di secondo grado hanno disposto una complessa perizia ritenendo di non poter decidere allo stato degli atti, nominando tre noti esperti.
Il procedimento è in corso davanti alla Corte d'Appello di Bologna.

(viii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e di EniMed SpA per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed SpA. Il procedimento è in corso.

(ix) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti

di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta con una perdita di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il processo si è aperto nel novembre 2017 ed è in corso.

(x) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, decesso e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

(xi) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – allo stato scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato ultimato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, il cui rapporto finale è al vaglio degli Enti competenti. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, come si è appreso nel dicembre 2018, a seguito della notifica dell'avviso di proroga dei termini delle indagini preliminari, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Le indagini sono in corso. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza.

Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno ad alcuni privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte misure cautelari nei confronti di tre dipendenti attualmente soggette ad impugnazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente sottoposto a misura cautelare dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. "custodiale", che è stato accolto dal GIP.

(xii) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela SpA ed EniMed SpA un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato

di cui al D.Lgs. 231/01 e s.m.i. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di Enimed e della società è stato chiesto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso innanzi al Giudice dell'Udienza Preliminare.

(xiii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) SpA - Disastro ambientale Ferrandina.** Nel gennaio 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Eni Rewind SpA per i reati di gestione illecita di rifiuti e disastro innominato in relazione a fatti connessi alle attività di bonifica del sito di Ferrandina/Pisticci. La contestazione concerne un presunto sversamento di liquidi contaminati nel sottosuolo e poi nel fiume Basento a causa della rottura di una tubazione di collegamento interrata che doveva portare gli stessi all'impianto di trattamento gestito dalla società Tecnoparco. Nei confronti dell'indagato, è stata formulata la richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare si è conclusa il 15 ottobre 2019 con la pronuncia da parte del GUP di sentenza di non luogo a procedere nei confronti dell'imputato Eni Rewind SpA per non aver commesso il fatto.

(xiv) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/01 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi.
Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto.

(xv) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un supply vessel si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine contro ignoti e sono in corso di svolgimento gli accertamenti tecnici dei consulenti della Procura su tutte le parti della gru immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati del Responsabile e del Delegato sicurezza del Distretto al momento del fatto nonché di Eni quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini.

(xvi) **Raffineria di Gela SpA ed Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato da Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento).
L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede di Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017–20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind SpA), TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici (11) piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Le attività sono tuttora in corso.

(xvii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA – Mantova – Indagine in materia di reati ambientali.** La Procura della Repubblica di Mantova sta procedendo contro società del Gruppo Eni per reati ambientali relativi al SIN di Mantova, lo stato dei procedimenti è di indagini preliminari: 1) 778/2018 R.G.N.R. Dall'avviso di proroga dei termini delle indagini risulta che la Procura di Mantova procede per il reato di omessa bonifica in relazione al SIN di Mantova sia con riferimento alla fattispecie prevista dal Testo Unico Ambientale sia per la più grave ipotesi prevista dal codice penale "sino all'attualità". Sono indagate ai sensi del D.Lgs. 231/01 le società Versalis ed Edison. Risultano altresì indagati tre dirigenti di Versalis. 2) Procedimento penale n. 780/2018 R.G.N.R. Dall'avviso di proroga dei termini delle indagini risulta che la Procura di Mantova sta svolgendo indagini nei confronti di tre dirigenti Versalis nonché della società stessa ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le indagini riguarderebbero i reati di inquinamento ambientale e di omessa bonifica presso il SIN di Mantova, contestati in permanenza. 3) Procedimento pena-

le n. 956/2018 R.G.N.R. Dalla richiesta di proroga delle indagini preliminari risulta che la Procura di Mantova sta svolgendo accertamenti in ordine a reati in materia ambientale presso il SIN di Mantova. Risultano coinvolti dipendenti ed ex dipendenti di Eni Rewind SpA e di Versalis e di Edison. Sono altresì iscritte nel registro delle persone giuridiche indagate Eni Rewind SpA, Versalis SpA ed Edison SpA.

1.2. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

(i) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Eni Rewind SpA chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Eni Rewind SpA al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind SpA ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla Società con gli enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Eni Rewind SpA per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Eni Rewind SpA con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind SpA a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind SpA l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind SpA delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind SpA, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. Nei termini di legge la Società e i suoi dirigenti si sono costituiti presentando ricorso e controricorso.

(ii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind SpA, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale. Il Consiglio di Giustizia Amministrativa (CGA) per la Regione Siciliana si è pronunciato sugli appelli pendenti avverso diverse sentenze del TAR e in sostanza ha confermato l'annullamento di tutte le prescrizioni amministrative oggetto del contenzioso. Il quadro prescrittivo in capo alle società diventa quindi, con tale sentenza, chiaro e definitivo. L'annullamento delle prescrizioni ha, tra l'altro, effetto retroattivo al momento della loro adozione e consente, pertanto, di escludere il rischio della contestazione di eventuali inadempimenti. A giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un tavolo tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale richiama la diffida del 2017, conferma la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed afferma un inadempimento alla diffida medesima da parte delle aziende che sarebbe stato comunicato anche alla Procura della Repubblica per le conseguenti azioni. D'intesa con tutte le linee di business interessate e in coordinamento con le altre aziende presenti si sta procedendo all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo.
Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019.

(iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale

composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.

(iv) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è pendente un procedimento presso il Tribunale di Genova attivato dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind SpA perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata su un'accusa di "inerzia" di Eni Rewind SpA nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel marzo 2019 il Ministero dell'Ambiente ha presentato a Eni Rewind SpA una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Il Giudice della causa sta verificando l'andamento e lo stato delle trattative.

(v) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA– Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Eni Rewind SpA e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Eni Rewind SpA e Versalis SpA nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il Giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Eni Rewind SpA e Versalis SpA ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate. Nell'aprile 2018 l'appello proposto dal Comune è stato respinto. È pendente ricorso in Cassazione per revocazione.

(vi) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.
In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio. (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa.

(vii) **Eni SpA – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di alcune controllate e diverse altre compagnie petrolifere, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico.
Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza con la quale si è rilevata la carenza di giurisdizione delle Corti Statali e sono attualmente sospesi in attesa della decisione sulla competenza giurisdizionale.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

(i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/01. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/01. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecuniaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, cosi mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ot-

tobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuizioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Sono state depositate le motivazioni della sentenza, dalle quali risulta confermato l'impianto definito dai precedenti gradi di giudizio. È stato presentato ricorso per Cassazione esclusivamente per le statuizioni civili. La Corte di Cassazione, per quanto di interesse, ha rigettato i ricorsi e confermato la sentenza di appello.

(ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. Nel 2011 Eni ha ricevuto dalla Procura di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste dal D.Lgs. n. 231/01, che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa tramite la allora "Divisione E&P") su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. Nel novembre 2012 la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex D.Lgs. 231/01, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha notificato ulteriori provvedimenti e richieste a Saipem, volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da quest'ultima in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento: in particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, il cui rapporto di lavoro con Saipem è cessato a inizio 2013. Nel febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura di Milano e contestualmente è stata notificata ad Eni informativa di garanzia ex D.Lgs. 231/01. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti di Eni, dell'ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

- la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine;
- la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni, che hanno confermato l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni nel periodo di riferimento. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Nel gennaio 2015 è stato emesso dalla Procura di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, l'ex Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa) per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, l'ex Chief Upstream Officer di Eni) è stato contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni ulteriori analisi ed approfondimenti che hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Nel febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati, mentre nell'ottobre 2015 il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e dell'ex Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Nel febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata e ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo giudice presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, nel luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. All'udienza del febbraio 2018 il Pubblico Ministero, nel concludere la propria requisitoria, ha chiesto – tra l'altro – la condanna di Eni al pagamento di una sanzione pecuniaria. Con sentenza del settembre 2018, il Tribunale di Milano, respingendo le richieste di condanna della Procura, ha emesso sentenza di assoluzione per Eni, per l'ex AD e per l'ex Chief Upstream Officer della Società relativamente a tutti i capi di imputazione. Anche l'ex CFO di Eni è stato assolto dalle accuse mosse a suo carico in tale ruolo presso Eni. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza. Il Pubblico Ministero e le altre parti che sono state condannate in primo grado hanno proposto appello nei termini di legge. In data 15 gennaio 2020 la II sezione penale della Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli ex manager Eni, dichiarando l'appello proposto

dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della Società.
A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.
Il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendone l'archiviazione. Per quanto riguarda le indagini condotte dalla SEC sono in fase avanzata le discussioni per un possibile settlement.

(iii) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.
Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.
Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e l'allora Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.
Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.
A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.
Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.
All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. Eni e Shell si sono poi costituite responsabili civili in esito alla citazione effettuata dal Governo della Nigeria. Il procedimento di primo grado è in corso. Per quanto riguarda il separato procedimento penale, svoltosi con il rito abbreviato nei confronti di due imputati, terzi rispetto alla società, nel settembre 2018 è stata emessa sentenza di condanna. In particolare, il Giudice ha condannato i due imputati (che secondo l'impostazione accusatoria sarebbero stati due mediatori) alla pena di anni 4 e alla confisca del prezzo del reato pari a 100 milioni di dollari. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza che è stata successivamente appellata dagli imputati.
Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo nigeriano.
Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia

dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in $1.092 milioni o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'asset di $3,5 miliardi. La quota di interessenza di 'Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni.

(iv) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.
Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio e nel settembre 2019 sono stati notificati a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità giudiziaria.
Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza, esperti in ambito anticorruzione, affinchè fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni o dei sui dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Il report è stato portato a conoscenza dell'Autorità giudiziaria e delle competenti autorità americane (SEC e DoJ).
Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "omessa comunicazione del conflitto di interessi" ex art. 2629 bis c.c., in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali in particolare Eni Congo SA, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata oggetto di delibera da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA.
Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine Il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel febbraio u.s., ancora di carattere preliminare e suscettibile di modifiche ed integrazioni, aggiorna le conclusioni raggiunte dal primo limitatamente alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni a partire dal 2009 sino al 2012 e comunque non oltre la data di nomina a consigliere del CEO; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve.

3. Altri procedimenti in materia penale

(i) **Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane, in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni e nel maggio 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha emesso il relativo avviso di pagamento, prontamente impugnato dalla Società innanzi alla Commissione Tributaria di primo grado di Roma. Nel marzo 2018 è stato depositato il dispositivo della sentenza con la quale la Commissione ha accolto il ricorso presentato

da Eni avverso la contestazione di omesso versamento di accise e condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio. Tale sentenza è stata impugnata dall'Agenzia delle Dogane dinanzi la Commissione Tributaria Regionale di Roma. In data 24 giugno 2019 è stato stipulato tra Eni e l'Agenzia delle Dogane un accordo di conciliazione extragiudiziale che prevede la determinazione dell'accisa dovuta in €73 mila e il conseguente rimborso a Eni delle somme versate in eccesso in pendenza di giudizio. Conseguentemente è stata presentata in Commissione Tributaria istanza di cessata materia del contendere; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n. 7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale – per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise – e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining e Marketing della Società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquito con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata.

Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalvetti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stata contestata in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni – oggetto di un procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo.

Nel corso del 2019, per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare dinnanzi al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. Il dibattimento è in corso.

Nell'ambito del procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) la Procura ha, invece, formulato l'imputazione per associazione a delinquere imposta dal GIP ed è stata celebrata l'udienza preliminare dinnanzi al Tribunale di Roma. Nel dicembre 2019, conclusa la fase delle discussioni il GUP ha emesso sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati, tra cui gli ex vertici della linea di business Refining & Marketing, perché il fatto non sussiste.

Sul versante tributario, nell'ambito del procedimento amministrativo avviato per la riscossione delle imposte asseritamente non versate, nell'aprile 2018 la Guardia di Finanza ha notificato ad Eni un Processo Verbale di Contestazione che quantifica le maggiori accise dovute per gli anni 2008-2017 in €34 milioni ed i maggiori imponibili delle altre imposte connesse (imposte sul reddito ed IVA) in misura tale da determinare ulteriori imposte dovute per €22 milioni. L'Agenzia delle Dogane e delle Entrate cui compete l'emissione dell'avviso di pagamento/accertamento potranno comminare sanzioni ed interessi. Parte delle maggiori accise contestate e delle altre imposte relative è riconducibile alla stessa fattispecie per la quale Eni ha già conseguito sentenza favorevole di primo grado a seguito del ricorso dinnanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma e ha stipulato un accordo di conciliazione extragiudiziale. A seguito delle memorie presentate dalla Società e del contraddittorio instaurato, l'Agenzia delle Dogane ha liquidato l'accisa relativa al Processo Verbale di Contestazione in €8 milioni emettendo i relativi avvisi di pagamento nel luglio 2019. Le altre imposte connesse sono rideterminate dall'Agenzia delle Entrate in circa €6 milioni. Eni ha effettuato i relativi pagamenti.

(ii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno di Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.
Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio d'Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio d'Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché tramessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.
Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione, incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio d'Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta sono i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio d'Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.
Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/01 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).
Oggetto delle predette richieste di documentazione sono in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la Società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni ad Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.
Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, è stata richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'art. 25 decies del D.Lgs. 231/01. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale. Inoltre ulteriore documentazione processuale si è resa disponibile anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti. Il Collegio Sindacale ha affidato, insieme al Comitato di Controllo e all'Organismo di Vigilanza agli stessi consulenti già incaricati nel 2018, un nuovo incarico per l'esame della documentazione predetta al fine di descrivere e riassumere i fatti alla base delle ipotesi di reato contestate, nonché elementi fattuali e condotte da approfondire circa l'esistenza di eventuali criticità sostanziali o possibili carenze del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del modello di organizzazione e di gestione dei rischi ex D.Lgs. 231/01. Le attività del consulente sono in corso.

(iii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Abuso di informazioni privilegiate.** Nel marzo 2019 è stata notificata all'ex Chief Upstream Officer di Eni una richiesta di proroga di indagini preliminari (precedentemente non note) condotte dalla Procura di Milano, in relazione ad un'ipotesi di violazione dell'art. 184 del D.Lgs. 58/1998 (Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria – "TUF"; abuso di informazioni privilegiate) che si presume commessa nel periodo tra il 1° novembre e il 1° dicembre 2016. L'ipotesi non risulta meglio specificata nell'atto notificato.

4. Contenziosi fiscali

(i) **Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** La Corte di Cassazione con sentenze del 2016 ha affermato l'assoggettabilità ad ICI/IMU delle piattaforme petrolifere

localizzate nel mare territoriale risolvendo a favore degli enti locali un contenzioso in essere da circa un decennio. Eni, parte in numerosi di questi contenziosi, li ha progressivamente definiti mediante soluzioni transattive. Ad oggi a fronte dei residui contenziosi ancora in essere è accantonato un fondo rischi di €17 milioni.

La sentenza della Cassazione era riferita alla legislazione in vigore fino al 2015. Dal 2016 il quadro normativo è mutato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'IMU gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo. Per chiarire gli effetti di tale esclusione relativamente alle installazioni in oggetto, Assomineraria ha presentato nel 2016 un quesito al Dipartimento delle finanze il quale con risoluzione n. 3/DF del 1° giugno 2016 ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta.

La pronuncia del Dipartimento delle Finanze tuttavia non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo e tre di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016 e successive. Nei conseguenti contenziosi ad oggi si registrano due sentenze di primo grado, delle quali una favorevole alla Società e una contraria, e una di secondo grado sfavorevole alla Società. Delle due contrarie solo una applica sanzioni. Una delle due sentenze contrarie riguarda il contenzioso con il comune di Ravenna per le annualità 2016 e 2017, relativamente alle quali è stato confermato l'accertamento del comune per un'imposta complessivamente pari a €19 milioni oltre alle sanzioni di legge.

Sulla base della risoluzione del Dipartimento delle Finanze citata, Eni ritiene che l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge a far data dal 2016 escluda l'imponibilità ai fini IMU delle piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale e proseguirà il contenzioso. Pertanto non sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

Il Decreto Legge 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dall'anno 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

(i) **Eni SpA – Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Nel gennaio 2013 Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. A seguito di articolate trattative, nel giugno 2019 la causa è stata transatta tra tutte le parti coinvolte. L'ammontare transatto da Eni ha trovato copertura nei fondi stanziati in bilancio. Il giudizio innanzi al Tribunale di Milano si è formalmente estinto nel settembre 2019.

(ii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Roma – Proc. Pen. N. 2711/2019 – Dichiarazioni IVA.** In data 16 settembre 2019 è stato notificato avviso di proroga delle indagini preliminari all'ex CEO e all'attuale CEO di Eni, in relazione al reato tributario di cui all'art. 4 D.Lgs. 74/2000 (dichiarazione infedele). Dalle verifiche effettuate dai difensori nominati, si tratta di ipotesi di reato connesse alla vicenda penale delle accise sui carburanti (si veda quanto rappresentato nel dettaglio nella sezione precedente), per le ulteriori imposte dovute sull'ammontare di accise che si presumono sottratte all'imposizione, per le i periodi di imposta dal 2011 al 2014. A seguito delle attività difensive svolte e in ragione degli avvenuti pagamenti all'esito dell'interlocuzione con Agenzia delle Dogane e delle Entrate, nel novembre 2019 la Procura di Roma ha depositato richiesta di archiviazione del procedimento ed in data 2 dicembre 2019 il GIP del Tribunale di Roma ha emesso decreto di archiviazione.

(iii) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale e, sulla base di questo, richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimane in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. In data 8 luglio 2019, il Tribunale ha emesso un lodo a conclusione della prima fase del procedimento, con il quale ha deciso, in particolare, che il prezzo provvisorio di cui sopra ha continuato ad applicarsi nel periodo 2012-2015, e che quindi le fatture emesse da GasTerra in seguito all'emissione del lodo del 2016 non sono valide. Il Tribunale ha rimandato alla seconda fase del procedimento arbitrale la decisione sulla quantificazione delle richieste di risarcimento danni avanzate da Eni nei confronti di GasTerra. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra, la garanzia bancaria di €1,01 miliardi è stata estinta. GasTerra si è riservata ogni azione a tutela delle proprie ragioni.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2019 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,30 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 7,73 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,57 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

28 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Totale
2019					
Ricavi della gestione caratteristica	**10.499**	**38.160**	**21.017**	**205**	**69.881**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	3.505	17.334	27		20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189	3.000	16.615		20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	12.468			17.922
- Vendita prodotti petrolchimici		316	3.772	22	4.110
- Vendita altri prodotti	68	2.502	16	7	2.593
- Servizi	283	2.540	587	176	3.586
	10.499	**38.160**	**21.017**	**205**	**69.881**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	38.047	20.768	87	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249	118	1.033
2018					
Ricavi della gestione caratteristica	**9.943**	**43.109**	**22.594**	**176**	**75.822**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	3.982	18.471			22.453
- Vendita prodotti petroliferi	1.133	4.053	17.213		22.399
- Vendita gas naturale e GNL	4.554	15.088			19.642
- Vendita prodotti petrolchimici		762	4.777	35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	2.363	20	11	2.421
- Servizi	247	2.372	584	130	3.333
	9.943	**43.109**	**22.594**	**176**	**75.822**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.676	42.979	22.535	106	75.296
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	267	130	59	70	526
2017					
Ricavi della gestione caratteristica	**7.131**	**39.846**	**19.771**	**171**	**66.919**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	2.431	17.693	17		20.141
- Vendita prodotti petroliferi	1.030	3.930	14.615		19.575
- Vendita gas naturale e GNL	3.470	11.643			15.113
- Vendita prodotti petrolchimici		147	4.591	32	4.770
- Vendita altri prodotti	14	2.021	21	12	2.068
- Servizi	186	4.412	527	127	5.252
	7.131	**39.846**	**19.771**	**171**	**66.919**

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	747	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	10	11

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	152	454	3.288
Altri proventi	1.008	662	770
	1.160	**1.116**	**4.058**

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda riguardano per €146 milioni asset del settore Exploration & Production.
Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda relative al 2018 riguardavano per €428 milioni la cessione del 10% dell'asset Zohr in Egitto, quelle relative al 2017 riguardavano per €1.985 milioni la cessione dell'interest del 25% dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico e per €1.281 milioni la cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto.
Gli altri proventi comprendono €368 milioni relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate dall'Eni.
Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

29 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	36.272	41.125	35.907
Costi per servizi	11.589	10.625	12.228
Costi per godimento di beni di terzi	1.478	1.820	1.684
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	858	1.120	886
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting			145
Altri oneri	879	1.130	931
	51.076	**55.820**	**51.781**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(197)	(192)	(224)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(5)	(6)	(9)
	50.874	**55.622**	**51.548**

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €275 milioni (€287 milioni e €273 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017). Gli esercizi 2018 e 2017 comprendevano canoni per contratti di leasing operativo rispettivamente per €872 milioni e €1.022 milioni.
I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €194 milioni (€197 milioni e €185 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti petroliferi per €1.183 milioni (€1.043 milioni e €674 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €329 milioni (accantonamenti netti di €266 milioni e €200 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €60 milioni (accantonamenti netti di €101 milioni e di €375 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.
Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2019	2018	2017
Salari e stipendi	2.417	2.409	2.447
Oneri sociali	449	448	441
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	85	220	113
Altri costi	213	170	162
	3.164	**3.247**	**3.163**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(152)	(142)	(202)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(16)	(12)	(10)
	2.996	**3.093**	**2.951**

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €45 milioni (€37 milioni e €18 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017) e oneri per programmi a contributi definiti per €99 milioni (€95 milioni e €90 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2019		2018		2017	
(numero)	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	1.014	16	999	17	995	17
Quadri	9.267	77	9.095	84	9.089	98
Impiegati	15.945	361	16.220	361	16.721	371
Operai	4.910	287	5.259	283	5.659	285
	31.136	**741**	**31.573**	**745**	**32.464**	**771**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group"[39]) rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento[40]; (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione; (iii) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,714 per l'attribuzione 2019; €14,246 per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (circa 6,1% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2019; circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2018; circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2017), considerando la volatilità del titolo (circa 19% per l'attribuzione 2019; circa 20% per l'attribuzione 2018; circa 25% per l'attribuzione 2017), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017, 2018 e 2019, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €9 milioni (€5 milioni e €0,4 milioni rispettivamente nel 2018 e 2017) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

(39) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

(40) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi, inclusi i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Salari e stipendi	28	27	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	10	9
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	12		7
	54	**39**	**43**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,2 milioni, €9,6 milioni e €14,5 milioni rispettivamente per gli esercizi 2019, 2018 e 2017. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,613 milioni, €0,604 milioni e €0,760 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2019, 2018 e 2017.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.087	3.967	3.924
Oneri finanziari	(4.079)	(4.663)	(5.886)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)
Strumenti finanziari derivati	(14)	(307)	837
	(879)	**(971)**	**(1.236)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(618)	(565)	(638)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(122)	(120)	(113)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)		
- Interessi attivi verso banche	21	18	12
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	8	16
	(962)	**(627)**	**(834)**
Differenze attive (passive) di cambio	**250**	**341**	**(905)**
Strumenti finanziari derivati	**(14)**	**(307)**	**837**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	112	132	128
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	93	52	73
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	(255)	(249)	(264)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(103)	(313)	(271)
	(153)	**(378)**	**(334)**
	(879)	**(971)**	**(1.236)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing.
Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

31 | Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 15 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Dividendi	247	231	205
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	19	22	163
Altri proventi (oneri) netti	15	910	(33)
	281	**1.163**	**335**

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €186 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €46 milioni (rispettivamente, €187 milioni e €35 milioni nel 2018 e €167 milioni ed €21 milioni nel 2017).

Gli altri proventi netti del 2018 comprendevano la plusvalenza di €889 milioni derivante dalla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS con la costituzione della joint venture Vår Energi AS determinata dalla differenza tra il valore d'iscrizione della partecipazione corrispondente al fair value dei net asset combinati e il valore di libro dei net asset ceduti.

32 | Imposte sul reddito

(€ milioni)	2019	2018	2017
Imposte correnti:			
- imprese italiane	347	301	712
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	4.729	4.906	3.167
- imprese estere	152	163	142
	5.228	**5.370**	**4.021**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	599	130	(464)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(172)	497	(162)
- imprese estere	(64)	(27)	72
	363	**600**	**(554)**
	5.591	**5.970**	**3.467**

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €137 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2018 e nel 2017) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Utile ante imposte	**5.746**	**10.107**	**6.844**
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	**1.379**	**2.426**	**1.643**
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	2.934	3.096	1.882
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	938	261	(96)
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	147	(24)	(1)
- effetto imposte estere di società italiane	105	46	54
- effetto tassazione dividendi infragruppo	65	47	1
- effetto Irap delle società italiane	25	50	77
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009			61
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni		(1)	(177)
- altre motivazioni	(2)	69	23
	4.212	**3.544**	**1.824**
Imposte effettive	**5.591**	**5.970**	**3.467**

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €2.934 milioni (rispettivamente, €3.014 milioni e €1.811 milioni nel 2018 e 2017).

33 | Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.592.249.603 (3.601.140.133 negli esercizi 2018 e 2017).
L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.
Al 31 dicembre 2019 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017, 2018 e 2019.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2019	2018	2017
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.592.249.603**	**3.601.140.133**	**3.601.140.133**
Numero di azioni potenziali a fronte del piano ILT azionario		2.251.406	2.782.584	1.691.413
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.594.501.009**	**3.603.922.717**	**3.602.831.546**
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	**148**	**4.126**	**3.374**
Utile per azione semplice	(ammontari in € per azione)	0,04	1,15	0,94
Utile per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,04	1,15	0,94

34 | Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative al settore Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	**34**	**17**	**9**
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	214	93	252
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	275	287	273
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	**489**	**380**	**525**
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	1.031	1.081	995
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.563	1.267	1.371
Totale attività materiali e immateriali	**2.594**	**2.348**	**2.366**
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	**109**	**77**	**81**
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	586	463	442
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	275	287	273
Totale effort esplorativo	**861**	**750**	**715**

35 | Informazioni per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Al 31 dicembre 2019 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

Exploration & Production: comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL.

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

Refining & Marketing e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind (ex Syndial). I risultati della Direzione Energy Solutions, impegnata nello sviluppo del business dell'energia da fonti rinnovabili, sono compresi nell'aggregato Corporate e Altre attività poiché tale segmento operativo non soddisfa la soglia di rilevanza quantitativa prevista dall'IFRS 8 per essere un autonomo reportable segment.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2019						
Ricavi della gestione caratteristica[a]	23.572	50.015	23.334	1.681		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(11.855)	(2.317)	(1.476)		
Ricavi da terzi	10.499	38.160	21.017	205		69.881
Risultato operativo	7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	97	232	273	307	(51)	858
Ammortamenti	(7.060)	(447)	(485)	(146)	32	(8.106)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.347)	(83)	(1.127)	(13)		(2.570)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	130	46	205	1		382
Radiazioni	(292)	(1)	(6)	(1)		(300)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(11)	(63)	(21)		(88)
Attività direttamente attribuibili[b]	68.915	9.176	12.336	1.860	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili						31.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.108	487	3.107	1.333		9.035
Passività direttamente attribuibili[c]	20.164	7.852	4.599	3.927	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili						39.139
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	6.996	230	933	231	(14)	8.376
2018						
Ricavi della gestione caratteristica[a]	25.744	55.690	25.216	1.589		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(12.581)	(2.622)	(1.413)		
Ricavi da terzi	9.943	43.109	22.594	176		75.822
Risultato operativo	10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	235	53	274	579	(21)	1.120
Ammortamenti	(6.152)	(408)	(399)	(59)	30	(6.988)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(1.025)	(56)	(193)	(18)		(1.292)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	299	127				426
Radiazioni	(97)	(1)	(2)			(100)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	158	9	(67)	(168)		(68)
Attività direttamente attribuibili[b]	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili						32.890
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.972	494	275	1.303		7.044
Passività direttamente attribuibili[c]	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili						32.760
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.901	215	877	143	(17)	9.119
2017						
Ricavi della gestione caratteristica[a]	19.525	50.623	22.107	1.462		
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.394)	(10.777)	(2.336)	(1.291)		
Ricavi da terzi	7.131	39.846	19.771	171		66.919
Risultato operativo	7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	(20)	182	245		886
Ammortamenti	(6.747)	(345)	(360)	(60)	29	(7.483)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(650)	(56)	(131)	(25)		(862)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	808	202	77			1.087
Radiazioni	(260)	(2)	(1)			(263)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)	(101)		(267)
Attività direttamente attribuibili[b]	66.661	11.058	11.599	1.108	(610)	89.816
Attività non direttamente attribuibili						25.112
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.234	509	321	1.447		3.511
Passività direttamente attribuibili[c]	17.273	8.851	4.005	4.053	(306)	33.876
Passività non direttamente attribuibili						32.973
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.739	142	729	87	(16)	8.681

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2019								
Attività direttamente attribuibili[a]	19.346	7.237	1.151	5.230	17.898	40.021	912	91.795
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.402	306	9	1.017	1.685	3.902	55	8.376
2018								
Attività direttamente attribuibili[a]	18.646	7.086	1.031	4.546	16.910	36.155	1.109	85.483
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.424	267	538	534	1.782	4.533	41	9.119
2017								
Attività direttamente attribuibili[a]	18.449	7.706	6.160	4.406	16.527	35.385	1.183	89.816
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.090	316	387	278	898	5.699	13	8.681

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2019	2018	2017
Italia	23.312	25.279	21.925
Resto dell'Unione Europea	18.567	20.408	19.791
Resto dell'Europa	6.931	7.052	5.911
Americhe	3.842	5.051	5.154
Asia	8.102	9.585	7.523
Africa	8.998	8.246	6.428
Altre aree	129	201	187
	69.881	**75.822**	**66.919**

36 | Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

(c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di monitoraggio remoto delle autovetture nell'ambito dell'iniziativa "enjoy" (per un importo di circa €1 milione) intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;

(d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2019 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	71			229	
Angola LNG Supply Services Llc			181			
Coral FLNG SA	15		1.168	71		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			53	
Gruppo Saipem	75	227	510	27	503	
Karachaganak Petroleum Operating BV	33	198		1	1.134	
Mellitah Oil & Gas BV	57	171		3	365	
Petrobel Belayim Petroleum Co	50	1.130		7	1.590	
Unión Fenosa Gas SA	8	1	57	1	6	63
Vår Energi AS	32	143	482	63	1.481	(64)
Altre(*)	106	29	1	112	87	
	379	**1.983**	**2.399**	**285**	**5.448**	**(1)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			180			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	101	1	3	14		
Altre	5	25	14	6	18	
	106	**26**	**197**	**20**	**18**	
	485	**2.009**	**2.596**	**305**	**5.466**	**(1)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	185	284		105	602	(8)
Gruppo Italgas	3	154		1	677	
Gruppo Snam	278	229		71	1.208	
Gruppo Terna	40	45		171	223	17
GSE - Gestore Servizi Energetici	26	24		549	468	11
Altre	10	19		12	35	
	542	**755**		**909**	**3.213**	**20**
Altri soggetti correlati	**2**	**3**		**5**	**37**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**75**	**74**		**33**	**457**	
Totale	**1.104**	**2.841**	**2.596**	**1.252**	**9.173**	**19**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2018 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	96			156	
Angola LNG Supply Services Llc			177			
Coral FLNG SA	14		1.147	62		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	1	18			51	
Gruppo Saipem	75	171	793	30	420	
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	134		1	998	
Mellitah Oil & Gas BV	1	268		1	502	
Petrobel Belayim Petroleum Co	56	2.029		7	2.282	
Unión Fenosa Gas SA	4	7	57	123		37
Vår Energi AS	13	100	218			
Altre(*)	44	25		111	104	(26)
	236	**2.848**	**2.392**	**335**	**4.513**	**11**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			177			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	87	1	5	11		
Altre	6	23	14	7	13	
	93	**24**	**196**	**18**	**13**	
	329	**2.872**	**2.588**	**353**	**4.526**	**11**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	134	151		118	514	227
Gruppo Italgas	5	146		23	667	
Gruppo Snam	237	289		109	1.184	(1)
Gruppo Terna	26	47		150	231	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	67	85		555	588	74
Altre	25	18		45	34	
	494	**736**		**1.000**	**3.218**	**308**
Altri soggetti correlati	**1**	**2**		**4**	**32**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**40**	**140**		**34**	**229**	
Totale	**864**	**3.750**	**2.588**	**1.391**	**8.005**	**319**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2017 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	83			142	
Coral FLNG SA	20	4	1.094	28		
Gruppo Saipem	63	76	7.270	44	450	
Karachaganak Petroleum Operating BV	36	121			951	
Mellitah Oil & Gas BV	5	220		2	495	
Petrobel Belayim Petroleum Co	86	1.205		8	3.168	
Unión Fenosa Gas SA			57	202	3	28
Altre(*)	84	22		128	140	
	295	**1.731**	**8.421**	**412**	**5.349**	**28**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			169			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	77	1	5	7		
Altre	20	23	7	7	14	
	97	**24**	**181**	**14**	**14**	
	392	**1.755**	**8.602**	**426**	**5.363**	**28**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	123	187		164	622	285
Gruppo Italgas	14	180	1	18	681	
Gruppo Snam	187	351		85	1.221	
Gruppo Terna	35	31		154	212	15
GSE - Gestore Servizi Energetici	69	219		702	506	2
Altre(*)	50	21		16	38	1
	478	**989**	**1**	**1.139**	**3.280**	**303**
Altri soggetti correlati	**1**	**2**		**1**	**25**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**39**	**145**		**42**	**530**	
Totale	**910**	**2.891**	**8.603**	**1.608**	**9.198**	**331**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach – Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- l'acquisizione di servizi di trasporto e servizi di distribuzione dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF -SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, il fair value degli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/2012.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione per €30 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €6 milioni e €1 milione.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

		31.12.2019			2019	
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				249		
Cardón IV SA		563	5		77	
Coral FLNG SA		253				2
Coral South FLNG DMCC				1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA		85				20
Altre		18	14	2	18	14
		919	**19**	**1.676**	**95**	**36**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		48	28		1	
		48	**28**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre		4	12			
		4	**12**			
Totale		**971**	**59**	**1.676**	**96**	**36**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti	Debiti	Garanzie	2018 Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			245		
Cardón IV SA	705	36		95	
Coral FLNG SA	108				
Coral South FLNG DMCC			1.397		
Shatskmorneftegaz Sàrl				7	267
Société Centrale Electrique du Congo SA	64	30			5
Vår Energi AS		494			
Altre	38	4	22	13	9
	915	**564**	**1.664**	**115**	**281**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	49	25			
	49	**25**			
Imprese controllate dallo Stato					
Gruppo Enel		64			
Altre		8			2
		72			**2**
Totale	**964**	**661**	**1.664**	**115**	**283**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017 Crediti	Debiti	Garanzie	2017 Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			233		
Cardón IV SA	955			86	
Coral FLNG SA	56			71	
Coral South FLNG DMCC			1.334		
Gruppo Saipem		3	56	13	
Shatskmorneftegaz Sàrl	101			6	
Société Centrale Electrique du Congo SA	66	43			
Altre	48	49	2	14	1
	1.226	**95**	**1.625**	**190**	**1**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	60	9		1	
Altre(*)	1	52			
	61	**61**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato					
Altre		8			3
		8			**3**
Totale	**1.287**	**164**	**1.625**	**191**	**4**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	384	60	15,63	300	49	16,33
Crediti commerciali e altri crediti	12.873	704	5,47	14.101	633	4,49
Altre attività correnti	3.972	219	5,51	2.819	71	2,52
Altre attività finanziarie non correnti	1.174	911	77,60	1.253	915	73,02
Altre attività non correnti	871	181	20,78	624	160	25,64
Passività finanziarie a breve termine	2.452	46	1,88	2.182	661	30,29
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	889	5	0,56			
Debiti commerciali e altri debiti	15.545	2.663	17,13	16.747	3.664	21,88
Altre passività correnti	7.146	155	2,17	5.412	63	1,16
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.759	8	0,17			
Altre passività non correnti	1.611	23	1,43	1.475	23	1,56

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2019			2018			2017		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	1.248	1,79	75.822	1.383	1,82	66.919	1.567	2,34
Altri ricavi e proventi	1.160	4	0,34	1.116	8	0,72	4.058	41	1,01
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(50.874)	(9.173)	18,03	(55.622)	(8.009)	14,40	(51.548)	(9.164)	17,78
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(432)	28	..	(415)	26	..	(913)		
Costo lavoro	(2.996)	(28)	0,93	(3.093)	(22)	0,71	(2.951)	(34)	1,15
Altri proventi (oneri) operativi	287	19	6,62	129	319	..	(32)	331	..
Proventi finanziari	3.087	96	3,11	3.967	115	2,90	3.924	191	4,87
Oneri finanziari	(4.079)	(36)	0,88	(4.663)	(283)	6,07	(5.886)	(4)	0,07

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Ricavi e proventi	1.252	1.391	1.608
Costi e oneri	(6.869)	(5.210)	(5.360)
Altri proventi (oneri) operativi	19	319	331
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(839)	683	391
Interessi	81	110	187
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(6.356)**	**(2.707)**	**(2.843)**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.332)	(2.768)	(3.838)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(339)	20	425
Variazione crediti finanziari	(241)	(566)	298
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(2.912)**	**(3.314)**	**(3.115)**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(817)	16	(16)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(817)**	**16**	**(16)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(10.085)**	**(6.005)**	**(5.974)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2019			2018			2017		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.392	(6.356)	..	13.647	(2.707)	..	10.117	(2.843)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(11.413)	(2.912)	25,51	(7.536)	(3.314)	43,98	(3.768)	(3.115)	82,67
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.841)	(817)	13,99	(2.637)	16	..	(4.595)	(16)	0,35

37 | Altre informazioni sulle partecipazioni[41]

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2019 e nel 2018 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.
Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2019 è di €61 milioni (€57 milioni al 31 dicembre 2018).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2019 è stato acquisito il 10% della Windirect BV.
Nel 2018 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

(41) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2019 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2019

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,60	69,60
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,54	30,99
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Joint operation					
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Gas & Power	50,00	50,00
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	74,62	74,62
Collegate					
Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2019					
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.385	7.012	585	208	31	551
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*182*	*2.272*	*41*	*6*	*12*	*40*
Attività non correnti	18.427	5.997	827	2.383	322	1.085
Totale attività	**19.812**	**13.009**	**1.412**	**2.591**	**353**	**1.636**
Passività correnti	2.374	5.204	225	255	24	819
- di cui passività finanziarie correnti	*33*	*557*	*49*		*9*	*165*
Passività non correnti	13.820	3.680	563	2.040	46	354
- di cui passività finanziarie non correnti	*3.929*	*3.147*	*493*	*1.140*	*33*	*274*
Totale passività	**16.194**	**8.884**	**788**	**2.295**	**70**	**1.173**
Net equity	**3.618**	**4.125**	**624**	**296**	**283**	**463**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,60	30,99	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.518**	**1.250**	**326**	**148**	**139**	**199**
Ricavi e altri proventi	2.552	9.118	1.255	598	58	270
Costi operativi	(1.015)	(7.972)	(1.221)	(456)	(16)	(277)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.208)	(690)	(53)	(86)	(14)	(47)
Risultato operativo	**329**	**456**	**(19)**	**56**	**28**	**(54)**
Proventi (oneri) finanziari	(1)	(210)	(37)	(133)	(1)	(14)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(18)	6			
Risultato ante imposte	**328**	**228**	**(50)**	**(77)**	**27**	**(68)**
Imposte sul reddito	(258)	(130)	8	(103)	(7)	(12)
Risultato netto	**70**	**98**	**(42)**	**(180)**	**20**	**(80)**
Altre componenti dell'utile complessivo	40	66	11	5		
Totale utile complessivo	**110**	**164**	**(31)**	**(175)**	**20**	**(80)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**49**	**4**	**(14)**	**(90)**	**10**	**(40)**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**1.057**				**10**	**6**

	2018							
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Cardón IV SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	PetroJunín SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.366	6.211	664	32	191	56	368	130
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*883*	*1.674*	*107*	*13*	*40*	*8*		*38*
Attività non correnti	11.407	5.466	832	302	2.433	502	253	334
Totale attività	**12.773**	**11.677**	**1.496**	**334**	**2.624**	**558**	**621**	**464**
Passività correnti	608	4.430	260	52	232	111	470	307
- di cui passività finanziarie correnti		*305*	*22*			*78*		*165*
Passività non correnti	7.139	3.211	581	2	2.196	297	34	126
- di cui passività finanziarie non correnti	*366*	*2.646*	*510*		*1.410*	*289*		*14*
Totale passività	**7.747**	**7.641**	**841**	**54**	**2.428**	**408**	**504**	**433**
Net equity	**5.026**	**4.036**	**655**	**280**	**196**	**150**	**117**	**31**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	69,60	30,99	50,00	49,00	50,00	50,00	40,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**3.498**	**1.228**	**335**	**137**	**98**	**75**	**47**	**(2)**
Ricavi e altri proventi		8.530	1.521	53	610	22	112	731
Costi operativi		(7.682)	(1.461)	(16)	(372)	(58)	(100)	(697)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		(811)	(70)	(12)	(137)	(30)	(394)	(62)
Risultato operativo		**37**	**(10)**	**25**	**101**	**(66)**	**(382)**	**(28)**
Proventi (oneri) finanziari		(165)	(31)		(208)	(12)	31	(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(88)	9					
Risultato ante imposte		**(216)**	**(32)**	**25**	**(107)**	**(78)**	**(351)**	**(33)**
Imposte sul reddito		(194)	(1)	(8)	(35)		(19)	(10)
Risultato netto		**(410)**	**(33)**	**17**	**(142)**	**(78)**	**(370)**	**(43)**
Altre componenti dell'utile complessivo		(46)	15		6		11	(4)
Totale utile complessivo		**(456)**	**(18)**	**17**	**(136)**	**(78)**	**(359)**	**(47)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo		**(146)**	**(23)**	**8**	**(71)**	**(39)**	**(148)**	**(21)**
Dividendi percepiti dalla joint venture				**8**				**11**

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate, sono di seguito riportati:

	2019			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	4.659	890	241	838
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*42*	*653*	*240*	*91*
Attività non correnti	18.868	9.952	4.119	3.259
Totale attività	**23.527**	**10.842**	**4.360**	**4.097**
Passività correnti	8.470	185	230	585
- di cui passività finanziarie correnti	*3.694*			*63*
Passività non correnti	912	2.135	3.722	2.677
- di cui passività finanziarie non correnti	*479*	*1.943*	*3.722*	*2.515*
Totale passività	**9.382**	**2.320**	**3.952**	**3.262**
Net equity	**14.145**	**8.522**	**408**	**835**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	20,00%	13,60%	25,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.829**	**1.159**	**102**	**264**
Ricavi e altri proventi	399	1.552		818
Costi operativi	(357)	(549)		(763)
Ammortamenti e svalutazioni	(335)	(509)		(28)
Risultato operativo	**(293)**	**494**		**27**
Proventi (oneri) finanziari	(46)	(151)	(12)	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni	282			35
Risultato ante imposte	**(57)**	**343**	**(12)**	**60**
Imposte sul reddito	11		5	(10)
Risultato netto	**(46)**	**343**	**(7)**	**50**
Altre componenti dell'utile complessivo	(59)	162	8	5
Totale utile complessivo	**(105)**	**505**	**1**	**55**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(9)**	**47**	**(2)**	**22**
Dividendi percepiti dalla collegata	**46**			**15**

	2018		
(€ milioni)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.027	109	926
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*698*	*109*	*178*
Attività non correnti	9.079	2.434	2.296
Totale attività	**10.106**	**2.543**	**3.222**
Passività correnti	472	117	785
- di cui passività finanziarie correnti			*134*
Passività non correnti	1.500	2.018	1.755
- di cui passività finanziarie non correnti	*1.328*	*2.016*	*1.473*
Totale passività	**1.972**	**2.135**	**2.540**
Net equity	**8.134**	**408**	**682**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**1.106**	**102**	**241**
Ricavi e altri proventi	1.919		1.053
Costi operativi	(872)	(1)	(887)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.647		(58)
Risultato operativo	**2.694**	**(1)**	**108**
Proventi (oneri) finanziari	(97)	(11)	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni			16
Risultato ante imposte	**2.597**	**(12)**	**123**
Imposte sul reddito			(26)
Risultato netto	**2.597**	**(12)**	**97**
Altre componenti dell'utile complessivo	337	16	17
Totale utile complessivo	**2.934**	**4**	**114**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**353**	**(3)**	**25**
Dividendi percepiti dalla collegata			**25**

38 | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati.[42]

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa.[43]

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2019, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234. Ad integrazione, si segnala il contributo ricevuto dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR) di €1.157.397.

(42) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

(43) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Erogazioni concesse

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei	5.750.060
Fondazione Teatro alla Scala	3.082.352
Eni Foundation	732.661
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	264.085
Medici con l'Africa (CUAMM Onlus)	263.308
Monastero delle Clarisse di S. Maria Maddalena in Matelica	200,000
Associazione L'altra Napoli	95.000
Council on Foreign Relations	92.437
Atlantic Council of the United States, Inc.	84.034
World Business Council for Sustainable Development	74.824
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	52,957
Bruegel	50,000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40,000
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	32.908
Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)	32.908
Center For Strategic & International Studies	29.412
The Halo Trust	26.326
Politecnico di Milano - Dipartimento di "Scienze e Tecnologie Energetiche e Nucleari"	26.000
Foreign Policy Association - USA	22.065
The Metropolitan Museum of Art	22,065
Associazione Civita	22,000
Associazione Amici della Luiss	20,000
Centro Studi Americani	20,000
Human Foundation	20,000
Global Reporting Initiative	20,000
AMICAL	19.807
Comune Collesalvetti	15.000
Associazione Canoa Club Livorno	15.000
I Sette Nani – società cooperativa	15.000
A.S.D Polisportiva G.S. Rodano	10.000
Liceo Classico "Eschilo" - Gela	10.000

39 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2019, 2018 e 2017 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2019, 2018 e 2017 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Impatto della diffusione pandemica del virus COVID-19 e altri sviluppi nel mercato petrolifero.

Nel gennaio 2020 l'inizio di una malattia pandemica, nota come COVID-19, e la successiva rapida diffusione in un numero crescente di nazioni di tutto il mondo ha innescato una profonda correzione nei prezzi del petrolio e delle altre commodity energetiche a causa dell'improvvisa caduta dei consumi in funzione dei provvedimenti via via sempre più severi adottati dai governi per contenere l'epidemia con pesanti ripercussioni sull'attività produttiva. Nei primi giorni di marzo i membri del cartello OPEC+ non hanno raggiunto l'accordo circa ulteriori tagli produttivi richiesti da alcuni di loro per reagire agli effetti prodotti dal Covid 19. Questi eventi hanno causato il crollo del prezzo del petrolio, che pure aveva iniziato l'anno su di un trend sostenuto, con il prezzo corrente del riferimento Brent che perde in questo periodo oltre il 50% del valore rispetto ai 65 $/barile registrati nella prima parte di gennaio; tuttavia, il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2020 pari a circa 51 $/barile evidenzia una variazione molto più contenuta rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (-20%).

Anche il prezzo spot del gas al punto virtuale di scambio italiano "PSV", principale riferimento per le vendite del gas equity, è diminuito in questo periodo, registrando un valore medio di 3,7 $/mmBTU, con una riduzione del 50% rispetto al corrispondente periodo del 2019.

L'andamento a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe provocare una recessione globale con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ abbandonasse effettivamente la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti significativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

La Compagnia mantiene un elevato grado di flessibilità finanziaria e dispone di riserve di liquidità per far fronte a eventi imprevisti e a significative contrazioni dello scenario. Abbiamo istituito una riserva di liquidità strategica che consiste di asset prontamente realizzabili quali titoli di stato e obbligazioni corporate investment grade dell'ammontare complessivo di circa €6,8 miliardi e possiamo contare su disponibilità liquide ed equivalenti immediate per ulteriori €6 miliardi in grado di attenuare l'impatto sulla posizione finanziaria netta del Gruppo. Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. I principali impegni finanziari previsti per il 2020 includono il rimborso delle quote in scadenza dei prestiti obbligazionari per €3,2 miliardi, l'esposizione a breve verso il sistema creditizio di €2,45 miliardi e gli impegni contrattuali di acquisto del gas nell'ambito delle forniture long term che prevedono il pagamento di un ammontare minimo anche in assenza di ritiri di gas (clausola take-or-pay) dell'ammontare di €8 miliardi allo scenario di budget.

Eni ha in corso la valutazione degli effetti di tali sviluppi sullo scenario petrolifero e delle azioni gestionali per attenuarne l'impatto. Le nuove assunzioni di scenario e gestionali e le conseguenti ricadute, al momento non ancora determinabili, sui risultati operativi, la liquidità e le valutazioni di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse dell'Eni saranno riflesse nei futuri reporting period.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	17.643	6.747	15.512	20.691	43.272	12.118	11.434	15.912	1.360	144.689
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	323	502	34	2.361	11	1.592	979	194	6.014
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	384	21	1.549	225	1.328	116	36	23	12	3.694
Immobilizzazioni in corso	635	103	1.362	359	2.541	1.165	1.006	457	43	7.671
Costi capitalizzati lordi	**18.680**	**7.194**	**18.925**	**21.309**	**49.502**	**13.410**	**14.068**	**17.371**	**1.609**	**162.068**
Fondi ammortamento e svalutazione	(14.604)	(5.778)	(12.802)	(12.879)	(33.237)	(2.652)	(9.100)	(13.465)	(754)	(105.271)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**4.076**	**1.416**	**6.123**	**8.430**	**16.265**	**10.758**	**4.968**	**3.906**	**855**	**56.797**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.223	71		1.511		2	1.987		14.794
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.260					11			2.271
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		19	8					7		34
Immobilizzazioni in corso		945	7		15		19	229		1.215
Costi capitalizzati lordi		**14.447**	**86**		**1.526**		**32**	**2.223**		**18.314**
Fondi ammortamento e svalutazione		(5.287)	(61)		(323)		(20)	(1.124)		(6.815)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][c]		**9.160**	**25**		**1.203**		**12**	**1.099**		**11.499**
2018										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.569	6.236	14.140	17.474	40.607	11.240	12.711	15.347	1.967	136.291
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	332	456	56	2.311	3	1.530	861	193	5.760
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	369	21	1.516	208	1.281	108	38	52	12	3.605
Immobilizzazioni in corso	653	103	1.554	1.504	2.307	1.382	562	595	127	8.787
Costi capitalizzati lordi	**17.609**	**6.692**	**17.666**	**19.242**	**46.506**	**12.733**	**14.841**	**16.855**	**2.299**	**154.443**
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.717)	(5.355)	(11.741)	(11.722)	(29.727)	(2.175)	(10.460)	(13.443)	(1.265)	(99.605)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**3.892**	**1.337**	**5.925**	**7.520**	**16.779**	**10.558**	**4.381**	**3.412**	**1.034**	**54.838**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		9.102	58		1.481		2	1.912		12.555
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.045					11			1.056
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		25	6					7		38
Immobilizzazioni in corso		364	10		10		19	224		627
Costi capitalizzati lordi		**10.536**	**74**		**1.491**		**32**	**2.143**		**14.276**
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.543)	(54)		(266)		(19)	(1.052)		(5.934)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][b]		**5.993**	**20**		**1.225**		**13**	**1.091**		**8.342**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €878 milioni nel 2019 e €831 milioni nel 2018 per le società consolidate e per €166 milioni nel 2019 e €180 milioni nel 2018 per le società in joint venture e collegate.
(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Vår Energi AS.
(c) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo[a]	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	**1.118**	**292**	**985**	**1.684**	**2.165**	**496**	**1.454**	**1.226**	**82**	**9.502**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo[b]		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate[c]		**3.931**	**4**		**5**		**(1)**	**37**		**3.976**
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo[a]	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	**408**	**663**	**488**	**2.318**	**1.445**	**95**	**1.640**	**555**	**43**	**7.655**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo[b]			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			**5**				**103**	**(16)**		**92**
2017										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					5					5
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	31	242	77	110	65	3	76	106	5	715
Costi di sviluppo[a]	251	364	785	3.041	1.939	246	714	292	14	7.646
Totale costi sostenuti società consolidate	**282**	**606**	**862**	**3.151**	**2.009**	**249**	**790**	**398**	**19**	**8.366**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					90			91
Costi di sviluppo[b]			2		9		4	48		63
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1**	**2**		**9**		**94**	**48**		**154**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €2.069 milioni nel 2019, decrementi per €517 milioni nel 2018 e costi per €355 milioni nel 2017.
(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €838 milioni nel 2019, decrementi per €22 milioni nel 2018 e decrementi per €23 milioni nel 2017.
(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.
I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	**1.493**	**648**	**5.165**	**3.715**	**5.520**	**1.961**	**2.516**	**1.005**	**232**	**22.255**
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(392)**	**168**	**3.001**	**1.954**	**499**	**994**	**938**	**(14)**	**42**	**7.190**
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate[b]	**(244)**	**157**	**440**	**1.115**	**231**	**668**	**219**	**(19)**	**11**	**2.578**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		**1.757**	**15**		**207**			**315**		**2.294**
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**331**	**2**		**67**		**(3)**	**25**		**422**
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**152**			**67**		**(3)**	**(29)**		**187**

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.
(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay e che sono invece riportati nella segment Information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	**2.120**	**3.234**	**5.018**	**3.207**	**5.531**	**1.909**	**2.395**	**984**	**194**	**24.592**
Costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
Costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(7)	(16)		(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(281)	(664)	(582)	(795)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**791**	**1.662**	**3.631**	**1.797**	**420**	**1.047**	**822**	**17**	**68**	**10.255**
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**621**	**592**	**1.137**	**1.255**	**156**	**739**	**144**	**24**	**42**	**4.710**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			**15**		**257**		**6**	**420**		**698**
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costidi trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(26)			(114)		(143)
Costi di ricerca		(6)					(235)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi		(1)	2		(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(7)**	**5**		**366**		**(259)**	**(76)**		**29**
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**(7)**	**2**		**366**		**(261)**	**(111)**		**(11)**

(a) Include svalutazioni nette per €726 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.619	1.897	1.056		3.888	681	911	932	3	10.987
- vendite a terzi		481	3.184	2.128	547	713	291	96	168	7.608
Totale ricavi	**1.619**	**2.378**	**4.240**	**2.128**	**4.435**	**1.394**	**1.202**	**1.028**	**171**	**18.595**
Costi di produzione	(332)	(523)	(455)	(303)	(952)	(271)	(202)	(258)	(48)	(3.344)
Costi di trasporto	(5)	(164)	(49)	(11)	(34)	(125)	(4)	(54)		(446)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(39)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(465)	(838)	(679)	(767)	(2.063)	(289)	(765)	(577)	(59)	(6.502)
Altri (oneri) proventi	1.563	(141)	(162)	690	(716)	(221)	(84)	(342)	2	589
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.224**	**590**	**2.673**	**1.546**	**279**	**488**	**75**	**(242)**	**57**	**7.690**
Imposte sul risultato	(299)	(216)	(1.978)	(214)	(38)	(223)	(67)	(38)	(23)	(3.096)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**1.925**	**374**	**695**	**1.332**	**241**	**265**	**8**	**(280)**	**34**	**4.594**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			14		129		22	517		682
Totale ricavi			**14**		**129**		**22**	**517**		**682**
Costi di produzione			(6)		(19)		(9)	(39)		(73)
Costi di trasporto			(2)		(18)			(1)		(21)
Imposte sulla produzione			(2)		(8)			(146)		(156)
Costi di ricerca		(1)					(13)			(14)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(54)		(13)	(271)		(339)
Altri (oneri) proventi		(2)	(2)		26		3	(199)		(174)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(3)**	**1**		**56**		**(10)**	**(139)**		**(95)**
Imposte sul risultato			(1)				(4)	(20)		(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**(3)**			**56**		**(14)**	**(159)**		**(120)**

(a) Include riprese di valore nette per €158 milioni.

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.
Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.
Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.
Nel 2019 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 63$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.
Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.
Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.
Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.
Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[44] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[45]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.
Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2019 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.
In particolare nel 2019 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2019[46].
Nel triennio 2017-2019 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2019 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Zohr.
Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 57%, 61% e il 60% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017.
Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 4%, il 4% e l'1,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.
I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.
Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2019, 2018 e 2017.

(44) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Societé Generale de Surveillance.
(45) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2019"
(46) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	*156*	*44*	*317*	*153*	*551*	*587*	*252*	*143*	*5*	*2.208*
non sviluppate	*52*	*4*	*176*	*126*	*167*	*117*	*224*	*109*		*975*
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni[a]					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**41**	**468**	**264**	**694**	**746**	**491**	**225**	**1**	**3.124**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		*154*	*11*		*8*			*32*		*205*
non sviluppate		*143*			*4*			*5*		*152*
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		**424**	**12**		**10**			**31**		**477**
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**465**	**480**	**264**	**704**	**746**	**491**	**256**	**1**	**3.601**
Sviluppate	**137**	**256**	**313**	**149**	**526**	**682**	**245**	**179**	**1**	**2.488**
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
Non sviluppate	**57**	**209**	**167**	**115**	**178**	**64**	**246**	**77**		**1.113**
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) Include 0,6 Mboe parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
di cui: sviluppate	*169*	*219*	*306*	*203*	*546*	*547*	*81*	*144*	*5*	*2.220*
non sviluppate	*46*	*141*	*170*	*77*	*218*	*219*	*151*	*18*	*2*	*1.042*
Acquisizioni							319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	(27)	(54)	23	(1)	86
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte					13		1	86		100
Produzione	(22)	(40)	(56)	(28)	(89)	(35)	(28)	(19)	(1)	(318)
Cessioni		(278)		(1)						(279)
Riserve al 31 dicembre 2018	**208**	**48**	**493**	**279**	**718**	**704**	**476**	**252**	**5**	**3.183**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
di cui: sviluppate			*12*		*6*			*25*		*43*
non sviluppate					*6*			*111*		*117*
Acquisizioni		297								297
Revisioni di precedenti stime					1			(96)		(95)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(3)		(5)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2018		**297**	**11**		**12**			**37**		**357**
Riserve al 31 dicembre 2018	**208**	**345**	**504**	**279**	**730**	**704**	**476**	**289**	**5**	**3.540**
Sviluppate	**156**	**198**	**328**	**153**	**559**	**587**	**252**	**175**	**5**	**2.413**
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
joint venture e collegate		154	11		8			32		205
Non sviluppate	**52**	**147**	**176**	**126**	**171**	**117**	**224**	**114**		**1.127**
consolidate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
joint venture e collegate		143			4			5		152

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
di cui: sviluppate	*132*	*228*	*287*	*205*	*507*	*556*	*124*	*143*	*8*	*2.190*
non sviluppate	*44*	*36*	*167*	*76*	*302*	*211*	*183*	*20*	*1*	*1.040*
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime	59	29	73	21	31	29	(69)	19	(1)	191
Miglioramenti di recupero assistito		1	6	7			9			23
Estensioni e nuove scoperte		103	1		18		4	3		129
Produzione	(20)	(37)	(58)	(26)	(90)	(30)	(19)	(23)	(1)	(304)
Cessioni				(3)	(6)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2017	**215**	**360**	**476**	**280**	**764**	**766**	**232**	**162**	**7**	**3.262**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
di cui: sviluppate			*13*		*8*			*22*		*43*
non sviluppate					*7*			*118*		*125*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime					(2)			1		(1)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(5)		(7)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			**12**		**12**			**136**		**160**
Riserve al 31 dicembre 2017	**215**	**360**	**488**	**280**	**776**	**766**	**232**	**298**	**7**	**3.422**
Sviluppate	**169**	**219**	**318**	**203**	**552**	**547**	**81**	**169**	**5**	**2.263**
consolidate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
joint venture e collegate			12		6			25		43
Non sviluppate	**46**	**141**	**170**	**77**	**224**	**219**	**151**	**129**	**2**	**1.159**
consolidate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
joint venture e collegate					6			111		117

GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	*27.744*	*8.502*	*40.967*	*94.332*	*52.973*	*52.263*	*23.271*	*4.351*	*12.796*	*317.199*
non sviluppate	*6.214*	*553*	*40.895*	*55.034*	*46.267*	*4.061*	*11.175*	*3.488*	*5.636*	*173.323*
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni[a]					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**7.398**	**77.532**	**146.993**	**116.195**	**55.747**	**38.203**	**6.785**	**14.350**	**484.501**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		*7.816*	*382*		*1.633*			*48.613*		*58.444*
non sviluppate		*2.386*			*7.155*					*9.541*
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		**21.869**	**388**		**8.155**			**46.661**		**77.073**
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**29.267**	**77.920**	**146.993**	**124.350**	**55.747**	**38.203**	**53.446**	**14.350**	**561.574**
Sviluppate	**18.592**	**23.754**	**39.315**	**135.274**	**55.129**	**55.743**	**19.403**	**51.943**	**9.118**	**408.271**
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	**2.706**	**5.513**	**38.605**	**11.719**	**69.221**	**4**	**18.800**	**1.503**	**5.232**	**153.303**
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include 498 Mscm parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
di cui: sviluppate	*27.962*	*21.829*	*34.913*	*40.228*	*47.949*	*53.179*	*24.376*	*4.842*	*14.709*	*269.987*
non sviluppate	*4.041*	*3.561*	*54.158*	*82.982*	*55.680*	*6.518*	*5.757*	*1.528*	*5.345*	*219.570*
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	**33.958**	**9.055**	**81.862**	**149.366**	**99.240**	**56.324**	**34.446**	**7.839**	**18.432**	**490.522**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
di cui: sviluppate			*371*		*2.348*		*41*	*51.505*		*54.265*
non sviluppate					*7.531*					*7.531*
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(46)		(922)		(22)	(2.291)		(3.281)
Cessioni							(19)			(19)
Riserve al 31 dicembre 2018		**10.202**	**382**		**8.788**			**48.613**		**67.985**
Riserve al 31 dicembre 2018	**33.958**	**19.257**	**82.244**	**149.366**	**108.028**	**56.324**	**34.446**	**56.452**	**18.432**	**558.507**
Sviluppate	**27.744**	**16.318**	**41.349**	**94.332**	**54.606**	**52.263**	**23.271**	**52.964**	**12.796**	**375.643**
consolidate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
Non sviluppate	**6.214**	**2.939**	**40.895**	**55.034**	**53.422**	**4.061**	**11.175**	**3.488**	**5.636**	**182.864**
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
joint venture e collegate		2.386			7.155					9.541

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
di cui: sviluppate	*23.925*	*22.674*	*49.054*	*22.630*	*46.769*	*63.391*	*7.911*	*9.580*	*15.822*	*261.756*
non sviluppate	*3.723*	*2.215*	*56.818*	*133.686*	*31.600*	*6.958*	*20.484*	*413*	*5.142*	*261.039*
Acquisizioni					33					33
Revisioni di precedenti stime	8.920	4.606	1.861	27.439	3.788	(7.926)	5.313	(1.727)	175	42.449
Miglioramenti di recupero assistito		6	(544)							(538)
Estensioni e nuove scoperte		812		1.797	52.061			111		54.781
Produzione	(4.565)	(4.923)	(18.118)	(8.917)	(4.591)	(2.726)	(3.575)	(2.007)	(1.085)	(50.507)
Cessioni				(53.425)	(26.031)					(79.456)
Riserve al 31 dicembre 2017	**32.003**	**25.390**	**89.071**	**123.210**	**103.629**	**59.697**	**30.133**	**6.370**	**20.054**	**489.557**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
di cui: sviluppate			*414*		*2.927*		*149*	*50.445*		*53.935*
non sviluppate					*7.494*			*48.188*		*55.682*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			(1)		378		6	(44.333)		(43.950)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(42)		(920)		(114)	(2.795)		(3.871)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			**371**		**9.879**		**41**	**51.505**		**61.796**
Riserve al 31 dicembre 2017	**32.003**	**25.390**	**89.442**	**123.210**	**113.508**	**59.697**	**30.174**	**57.875**	**20.054**	**551.353**
Sviluppate	**27.962**	**21.829**	**35.284**	**40.228**	**50.297**	**53.179**	**24.417**	**56.347**	**14.709**	**324.252**
consolidate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
joint venture e collegate			371		2.348		41	51.505		54.265
Non sviluppate	**4.041**	**3.561**	**54.158**	**82.982**	**63.211**	**6.518**	**5.757**	**1.528**	**5.345**	**227.101**
consolidate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
joint venture e collegate					7.531					7.531

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2019, 2018 e 2017. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.
Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.
I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.
Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**3.734**	**755**	**26.154**	**24.495**	**26.979**	**25.834**	**16.285**	**3.689**	**1.168**	**129.093**
Imposte sul reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**2.938**	**506**	**12.522**	**16.666**	**17.053**	**20.349**	**4.906**	**2.655**	**1.025**	**78.620**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**2.472**	**569**	**6.670**	**10.844**	**10.449**	**9.517**	**2.916**	**1.468**	**582**	**45.487**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**11.622**	**244**		**865**			**5.547**		**18.278**
Imposte sul reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.602**	**167**		**640**			**3.764**		**9.173**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.058**	**79**		**318**			**1.955**		**5.410**
Totale	**2.472**	**3.627**	**6.749**	**10.844**	**10.767**	**9.517**	**2.916**	**3.423**	**582**	**50.897**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.670)	(1.350)	(4.700)	(2.769)	(6.778)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**8.043**	**2.107**	**32.225**	**24.231**	**30.339**	**29.782**	**18.137**	**5.687**	**1.517**	**152.068**
Imposte sul reddito future	(1.671)	(798)	(17.514)	(7.829)	(11.566)	(6.524)	(11.980)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**6.372**	**1.309**	**14.711**	**16.402**	**18.773**	**23.258**	**6.157**	**3.896**	**1.228**	**92.106**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(491)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**4.327**	**1.185**	**7.984**	**9.838**	**11.272**	**10.781**	**3.899**	**2.388**	**737**	**52.411**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		18.608	347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione		(4.686)	(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(3.633)	(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**10.289**	**206**		**1.727**			**5.909**		**18.131**
Imposte sul reddito future		(6.822)	(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**3.467**	**163**		**1.523**			**4.070**		**9.223**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.104)	(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**2.363**	**87**		**730**			**2.061**		**5.241**
Totale	**4.327**	**3.548**	**8.071**	**9.838**	**12.002**	**10.781**	**3.899**	**4.449**	**737**	**57.652**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2017										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	14.339	19.507	31.793	29.156	41.136	30.263	11.826	6.205	2.593	186.818
Costi futuri di produzione	(5.091)	(5.711)	(6.677)	(6.153)	(14.790)	(6.992)	(3.653)	(2.351)	(590)	(52.008)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.943)	(5.483)	(4.350)	(4.496)	(6.522)	(2.787)	(3.694)	(1.011)	(318)	(32.604)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**5.305**	**8.313**	**20.766**	**18.507**	**19.824**	**20.484**	**4.479**	**2.843**	**1.685**	**102.206**
Imposte sul reddito future	(859)	(4.490)	(10.836)	(5.709)	(6.418)	(3.970)	(757)	(699)	(303)	(34.041)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**4.446**	**3.823**	**9.930**	**12.798**	**13.406**	**16.514**	**3.722**	**2.144**	**1.382**	**68.165**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.633)	(1.050)	(4.566)	(6.698)	(5.430)	(9.172)	(1.239)	(777)	(607)	(31.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**2.813**	**2.773**	**5.364**	**6.100**	**7.976**	**7.342**	**2.483**	**1.367**	**775**	**36.993**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			245		2.062		11	10.797		13.115
Costi futuri di produzione			(119)		(930)		(6)	(3.291)		(4.346)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(66)			(535)		(602)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			**125**		**1.066**		**5**	**6.971**		**8.167**
Imposte sul reddito future			(21)		(57)		(1)	(2.459)		(2.538)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			**104**		**1.009**		**4**	**4.512**		**5.629**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(50)		(471)			(2.475)		(2.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			**54**		**538**		**4**	**2.037**		**2.633**
Totale	**2.813**	**2.773**	**5.418**	**6.100**	**8.514**	**7.342**	**2.487**	**3.404**	**775**	**39.626**

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2019, 2018 e 2017.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	**52.411**	**5.241**	**57.652**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
- cessioni di riserve[a]	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(6.924)**	**169**	**(6.755)**
Valore al 31 dicembre 2019	**45.487**	**5.410**	**50.897**

(a) include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

2018			
Valore al 31 dicembre 2017	**36.993**	**2.633**	**39.626**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.468	14	6.482
- revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
- effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
- variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
- acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
- cessioni di riserve	(8.363)		(8.363)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	**15.418**	**2.608**	**18.026**
Valore al 31 dicembre 2018	**52.411**	**5.241**	**57.652**

2017			
Valore al 31 dicembre 2016	**26.717**	**3.121**	**29.838**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.125)	(432)	(14.557)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	23.940	1.482	25.422
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.697		1.697
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.817)	495	(2.322)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.203	45	7.248
- revisioni delle quantità stimate	5.269	(2.285)	2.984
- effetto dell'attualizzazione	3.864	438	4.302
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.498)	238	(6.260)
- acquisizioni di riserve	10		10
- cessioni di riserve	(2.995)		(2.995)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(5.272)	(469)	(5.741)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**10.276**	**(488)**	**9.788**
Valore al 31 dicembre 2017	**36.993**	**2.633**	**39.626**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2019.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

27 febbraio 2020

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi
Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer e
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Relazione della Società di revisione

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055248281 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

pwc

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Primo anno di revisione contabile	
L'assemblea dei soci del 10 maggio 2018 ci ha conferito l'incarico di revisione legale sul bilancio consolidato del Gruppo Eni. Trattandosi del primo anno di revisione, nell'ambito delle attività da noi svolte ha assunto particolare rilevanza la comprensione del Gruppo Eni e del suo contesto operativo, con particolare riguardo alla specifica regolamentazione che norma i settori in cui opera, i rischi correlati, i processi e le policy aziendali poste a presidio di tali rischi.	In conformità con il principio di revisione di riferimento (ISA Italia 510 - Primi incarichi di revisione contabile - Saldi di apertura), sono state svolte analisi specifiche sui saldi di apertura al fine di stabilire se gli stessi contenessero errori significativi che potessero influire sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2019 e se i principi contabili adottati per la determinazione dei saldi di apertura fossero appropriati e coerenti con quelli adottati per la predisposizione del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2019. Nello svolgimento delle nostre procedure di revisione abbiamo effettuato molteplici incontri con i principali referenti aziendali del Gruppo con particolare focus sulla comprensione dell'organizzazione, del sistema di controllo, del contesto normativo e regolamentare di riferimento. Le nostre procedure di revisione si sono focalizzate sulla comprensione delle politiche contabili adottate dal Gruppo Eni attraverso la lettura del manuale contabile ed il confronto con i principali referenti aziendali in relazione alle specifiche tematiche di settore oltre all'acquisizione di supporti documentali e all'analisi dei razionali sottostanti le principali scelte contabili adottate nell'ambito del bilancio consolidato dell'esercizio precedente. Abbiamo inoltre avuto accesso e analizzato le carte di lavoro del precedente revisore relative

al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2018. In particolare, con esso, abbiamo discusso la metodologia di revisione adottata, la materialità applicata, le analisi svolte in relazione alle scelte contabili adottate dal Gruppo Eni nonché le risultanze emerse dal lavoro di revisione svolto.

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 12 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 20 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato

Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in leasing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 46.492 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 1.563 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 7.412 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.895 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 1.031 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2019 ammonta ad Euro 8.411 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2019 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 7.207 milioni.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
(ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove

pwc

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato, sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.
Al 31 dicembre 2019 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 1.217 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:
(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
(iv) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
(v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
(vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

Le nostre procedure di revisione hanno incluso, tra l'altro, la comprensione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli chiave posti in essere dal Gruppo sul processo di valutazione delle riserve di idrocarburi e sulla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.
Abbiamo verificato la competenza, la capacità e l'obiettività dei tecnici esterni del Gruppo coinvolti nella valutazione delle riserve di idrocarburi.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima delle riserve di idrocarburi e la loro coerenza con le informazioni disponibili nonché con le assunzioni utilizzate per altri scopi aziendali.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei costi di sviluppo e di abbandono e ripristino siti e la loro coerenza con le relative stime delle riserve.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei prezzi del petrolio e del gas naturale e la loro coerenza con le informazioni disponibili nonché con le assunzioni utilizzate per altri scopi aziendali.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi e la loro coerenza con le relative stime delle riserve.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima del tasso d'attualizzazione e la loro coerenza con le informazioni disponibili nonché con le assunzioni utilizzate per altri scopi aziendali.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima delle variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e delle variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti e la loro coerenza con le informazioni disponibili nonché con le assunzioni utilizzate per altri scopi aziendali.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima delle variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale e la loro coerenza con le informazioni disponibili nonché con le assunzioni utilizzate per altri scopi aziendali.
Abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima della produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive

pwc

valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury* ci hanno supportato inoltre (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity e dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iii) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio consolidato

Il Gruppo è interessato da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*OPL 245 Nigeria* e l'*Indagine Congo*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*.
Per i citati procedimenti il Gruppo non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile o l'entità dell'eventuale stanziamento non è al momento determinabile in modo attendibile.
La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti rappresenta un complesso processo valutativo che comporta l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella formazione dell'informativa fornita in bilancio.

Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui il Gruppo è coinvolto, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa.

In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dal Gruppo relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti.
In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle

pwc

Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.	funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione dell'esito atteso dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso: • Esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo e/o dai suoi organi di governance. • Esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni del Gruppo, con la funzione di Internal Audit, con la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi. • Esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti. Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Altri aspetti

Il bilancio consolidato del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio

consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte. Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento

dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che so no stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 [e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98]

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2019, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2019 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

pwc

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2019 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n.254.
Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 2 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Bilancio di esercizio **2019**

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio 286

Note al bilancio di esercizio 291

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti 353

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 354

Attestazione del management 360

Relazione della Società di revisione 361

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti 369

371 | ALLEGATI

STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2019 Totale	31.12.2019 *di cui verso parti correlate*	31.12.2018 Totale	31.12.2018 *di cui verso parti correlate*	01.01.2018* Totale	01.01.2018* *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	4.752.470.760	*110.988.773*	9.654.468.868	*502.964.041*	6.213.811.825	*367.730.040*
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.229.958.835		6.100.426.641		5.793.162.809	
Altre attività finanziarie	(16)	4.692.864.012	*4.688.843.170*	2.688.524.711	*2.686.455.675*	2.699.464.465	*2.691.668.755*
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	4.980.639.428	*2.981.395.714*	5.573.774.237	*3.122.929.196*	5.888.079.765	*3.466.904.113*
Rimanenze	(8)	1.663.573.673		1.324.128.339		1.388.544.550	
Attività per imposte sul reddito	(9)	63.343.576		65.760.321		58.726.446	
Altre attività	(10)	1.532.342.642	*993.956.577*	1.216.634.786	*790.360.827*	959.982.778	*377.969.627*
		23.915.192.926		**26.623.717.903**		**23.001.772.638**	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(11)	7.482.764.775		7.578.619.152		7.178.646.178	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	2.027.023.519					
Attività immateriali	(13)	157.547.351		180.491.241		194.752.958	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.413.226.422		1.200.236.229		1.297.318.037	
Partecipazioni	(15)	42.534.715.849		41.914.073.644		42.336.529.045	
Altre attività finanziarie	(16)	4.168.637.337	*4.148.763.021*	1.974.727.001	*1.954.457.145*	4.832.057.257	*4.811.641.219*
Attività per imposte anticipate	(17)	993.402.181		1.168.817.273		1.151.910.450	
Attività per imposte sul reddito	(9)	79.752.834		78.314.917		77.527.975	
Altre attività	(10)	521.877.781	*279.072.941*	487.107.148	*294.049.892*	403.345.609	*164.534.684*
		59.378.948.049		**54.582.386.605**		**57.472.087.509**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**1.588.442**		**1.474.116**		**1.717.074**	
TOTALE ATTIVITÀ		**83.295.729.417**		**81.207.578.624**		**80.475.577.221**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.621.894.240	*4.413.058.546*	4.434.682.785	*4.233.716.240*	4.146.377.799	*3.922.516.072*
Quota a breve di passività a lungo termine	(19)	3.080.748.473	*978.335*	3.178.407.868	*7.440.940*	1.972.775.366	*464.447*
Quote a breve di passività finanziarie per beni in leasing	(12)	337.189.259	*160.555.668*				
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	5.544.690.061	*3.082.138.817*	5.631.752.561	*2.901.317.916*	6.224.379.855	*3.156.070.915*
Passività per imposte sul reddito	(9)	2.746.560		1.556.602		64.289.938	
Altre passività	(10)	3.065.257.148	*1.454.017.809*	2.235.585.039	*699.551.357*	1.680.769.029	*510.938.545*
		16.652.525.741		**15.481.984.855**		**14.088.591.987**	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	17.240.044.117	*718.834.000*	18.069.732.686	*506.264.000*	18.843.053.798	*380.563.643*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.319.525.918	*1.543.535.746*				
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.308.691.031		3.860.607.419		3.760.664.177	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.267.163		370.072.343		353.083.516	
Passività per imposte sul reddito	(9)	15.455.000		22.829.000		20.247.000	
Altre passività	(10)	747.701.416	*151.563.615*	787.051.322	*142.040.680*	880.586.249	*143.007.778*
		25.007.684.645		**23.110.292.770**		**23.857.634.740**	
TOTALE PASSIVITÀ		**41.660.210.386**		**38.592.277.625**		**37.946.226.727**	
PATRIMONIO NETTO	(26)						
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.216.209.281		36.570.923.909		36.000.165.103	
Acconto sul dividendo		(1.541.829.734)		(1.512.478.856)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie		(981.047.639)		(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		2.977.726.124		3.173.442.591		3.586.228.089	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**41.635.519.031**		**42.615.300.999**		**42.529.350.494**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**83.295.729.417**		**81.207.578.624**		**80.475.577.221**	

(*) Per la riesposizione dei dati all' 01.01.2018 si rinvia al paragrafo dei Criteri.

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2019 Totale	2019 di cui verso parti correlate	2018 Totale	2018 di cui verso parti correlate
RICAVI	(28)				
Ricavi della gestione caratteristica		28.496.142.053	*11.076.717.103*	31.794.899.384	*13.296.210.660*
Altri ricavi e proventi		429.985.627	*186.165.602*	330.771.212	*126.640.523*
Totale ricavi		**28.926.127.680**		**32.125.670.596**	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(27.534.272.260)	*(14.432.576.776)*	(30.621.006.375)	*(14.875.672.832)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(65.165.504)		(26.410.349)	
Costo lavoro	(29)	(1.185.076.676)		(1.127.524.660)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	112.722.000	*(1.478.378.238)*	113.047.226	*505.622.860*
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(1.137.371.082)		(635.421.852)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(1.144.400.696)		(13.359.653)	
Radiazioni	(11),(13)	(2.401.456)		(1.361.951)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**(2.029.837.994)**		**(186.367.018)**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		1.625.147.595	*244.817.589*	1.616.145.269	*188.208.837*
Oneri finanziari		(2.015.741.083)	*(81.182.872)*	(1.878.697.439)	*(18.629.139)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		116.895.080		33.058.919	
Strumenti finanziari derivati		(5.111.273)	*8.590.077*	(97.098.895)	*210.592.495*
		(278.809.681)		**(326.592.146)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	**5.676.830.609**		**3.689.331.494**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**3.368.182.934**		**3.176.372.330**	
Imposte sul reddito	(32)	(390.456.810)		(2.929.739)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		**2.977.726.124**		**3.173.442.591**	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2019	2018
Utile netto dell'esercizio		**2.978**	**3.173**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(16)	(11)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	(26)		(4)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(26)	4	4
		(12)	**(11)**
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(767)	(163)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	9	17
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(26)	222	34
		(536)	**(112)**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo, al netto dell'effetto fiscale		**(548)**	**(123)**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**2.430**	**3.050**

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2018	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**61**	**(4)**	**(38)**	**9**	**308**	**25.287**	**(1.513)**	**3.173**	**42.615**
Utile netto dell'esercizio													**2.978**	**2.978**
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(12)						(12)
								(12)						**(12)**
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(545)								(545)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										9				9
						(545)				**9**				**(536)**
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2019 (€0,43 per azione)												(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo residuo 2018 (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)												1.513	(2.989)	(1.476)
Destinazione utile residuo 2018										(6)	190		(184)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400						(400)			(400)
				(400)	**400**					**(6)**	**(210)**	**(29)**	**(3.173)**	**(3.418)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riserva piano incentivazione di lungo termine											9			9
											9			**9**
Saldi al 31 dicembre 2019	**4.005**	**10.368**	**959**	**(981)**	**981**	**(484)**	**(4)**	**(50)**	**9**	**311**	**25.086**	**(1.542)**	**2.978**	**41.636**

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2017	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**197**		**(31)**	**15**	**492**	**24.379**	**(1.441)**	**3.586**	**42.529**
Effetto I° applicazione IFRS 9											**(9)**			**(9)**
Saldi al 1° gennaio 2018	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**197**		**(31)**	**15**	**492**	**24.370**	**(1.441)**	**3.586**	**42.520**
Utile netto dell'esercizio													**3.173**	**3.173**
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(7)						(7)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie							(4)							(4)
							(4)	**(7)**						**(11)**
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(129)								(129)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										17				17
						(129)				**17**				**(112)**
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2018 (€0,42 per azione)												(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo residuo 2017 (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2017 di €0,40 per azione)												1.441	(2.881)	(1.440)
Destinazione utile residuo 2017									23	(201)	883		(705)	
									23	**(201)**	**883**	**(72)**	**(3.586)**	**(2.953)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riduzione riserva art.6 comma 2 D.Lgs. 38/2005									(29)		29			
Riserva piano incentivazione di lungo termine											5			5
Altre variazioni						(7)								(7)
						(7)			**(29)**		**34**			**(2)**
Saldi al 31 dicembre 2018	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**61**	**(4)**	**(38)**	**9**	**308**	**25.287**	**(1.513)**	**3.173**	**42.615**

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2019	2018
Utile netto dell'esercizio	**2.978**	**3.173**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:		
- Ammortamenti	1.137	635
- Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.144	13
- Radiazioni	2	1
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	947	1.162
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(12)
Dividendi	(6.623)	(4.851)
Interessi attivi	(222)	(162)
Interessi passivi	611	500
Imposte sul reddito	390	3
Altre variazioni		67
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	*(553)*	*119*
- crediti commerciali	*500*	*144*
- debiti commerciali	*(246)*	*(238)*
- fondi per rischi e oneri	*267*	*121*
- altre attività e passività	*(99)*	*(229)*
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(131)	(83)
Variazione fondo benefici per i dipendenti	(8)	5
Dividendi incassati	6.623	4.851
Interessi incassati	212	158
Interessi pagati	(588)	(492)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati	(2)	(55)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**6.465**	**4.913**
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	***(3.536)***	***(810)***
Investimenti:		
- attività materiali	*(1.109)*	*(1.003)*
- attività immateriali	*(27)*	*(35)*
- partecipazioni	*(1.962)*	*(743)*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*(2.477)*	*(57)*
Flusso di cassa degli investimenti	(5.575)	(1.838)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	*8*	*14*
- partecipazioni	*521*	*25*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*343*	*2.964*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	*20*	*11*
- cessioni rami d'azienda		*3*
- titoli strumentali all'attività operativa		*1*
Flusso di cassa dei disinvestimenti	892	3.018
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa[a]	(2.202)	(360)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(6.885)**	**820**
- di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	***(4.287)***	***2.603***
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	(958)	378
Rimborso di passività per beni in leasing	(293)	
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	187	283
	(1.064)	**661**
Dividendi pagati	(3.018)	(2.954)
Acquisto azioni proprie	(400)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(4.482)**	**(2.293)**
- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	***240***	***444***
Flusso di cassa netto dell'esercizio	**(4.902)**	**3.440**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	**9.654**	**6.214**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	**4.752**	**9.654**

(a) A partire dal 2019, Eni SpA, al fine di garantire un maggiore allineamento con il bilancio consolidato, presenta, all'interno del flusso di cassa netto da attività di investimento, la voce "Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa" che include gli investimenti/disinvestimenti netti in attività finanziarie rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine. In precedenza, tenuto conto dell'accentramento in Eni SpA delle attività di tesoreria e di gestione del portafoglio di liquidità strategica, i flussi relativi a tali asset erano rappresentati, distintamente, nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento per consentire una più agevole correlazione tra tale flusso di cassa e la variazione monetaria dell'indebitamento finanziario netto. Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario del periodo posto a confronto è stato coerentemente riesposto.

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.[1] Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 febbraio 2020.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate; per la valutazione delle esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto[2]; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 | Schemi di bilancio[3]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[4]. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2019.
(2) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.
(3) Gli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2019 dei nuovi principi contabili, nonché quelli connessi alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, sono indicati nella nota 3 "Modifiche dei criteri contabili".
(4) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 27 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; differentemente, sono classificati tra le componenti non correnti.
Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.
Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle altre componenti di natura non monetaria.

3 | Modifiche dei criteri contabili

L'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), omologato con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, è stato applicato a partire dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach).

L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di lease liability per €2.077 milioni e di right-of-use asset, al netto dei fondi associati rilevati al 31 dicembre 2018 nei contratti onerosi, per €1.648 milioni.
Come indicato nella nota 3 "Modifiche dei criteri contabili" del bilancio consolidato, in sede di prima applicazione, Eni SpA si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici e/o opzioni previsti dal principio contabile:

- possibilità di non riesaminare ogni contratto già esistente al 1° gennaio 2019, applicando l'IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando l'IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;
- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto di utilizzo ad un importo corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario, per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;
- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;
- possibilità di non considerare i costi diretti iniziali nella determinazione del valore d'iscrizione delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019.

Inoltre, in sede di transizione, Eni SpA non si è avvalsa della facoltà di assimilare i leasing che presentavano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

Gli effetti quantitativi e le riclassifiche derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2019, dell'IFRS 16 sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Dati al 31 dicembre 2018	Applicazione IFRS 16	Riclassifiche IFRS 16	Dati riesposti al 1° gennaio 2019
Valori di bilancio				
Attività non correnti	54.582	2.077	(429)	56.230
- di cui: Diritto di utilizzo beni in leasing		*2.077*	*(429)*	*1.648*
Passività correnti	15.482	269		15.751
- di cui: Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		*269*		*269*
Passività non correnti	23.110	1.808	(429)	24.489
- di cui: Passività per beni in leasing a lungo termine		*1.808*		*1.808*
- di cui: Fondi rischi e oneri	*3.860*		*(429)*	*3.431*

Di seguito, è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018, attualizzati al tasso di finanziamento incrementale del locatario applicato in sede di prima applicazione dell'IFRS 16, e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ milioni)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018	**2.233**
Effetto attualizzazione	(288)
Estensione/Rinnovi	198
Altro	(66)
Lease liability al 1° gennaio 2019	**2.077**
- di cui correnti	**269**
- di cui non correnti	**1.808**

La media ponderata del tasso di attualizzazione applicato alle lease liability rilevate nello stato patrimoniale al 1° gennaio 2019 è pari al 3,86%.
Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2019 sono entrate in vigore anche:

- le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture", omologate con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019, volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche anche ai crediti concessi a società collegate o joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest) che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi;
- l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", omologato con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018, contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. In particolare, in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi sui criteri di valutazione delle imposte sul reddito. Con riferimento alla rappresentazione negli schemi di bilancio, si segnala che, nel settembre 2019, l'IFRS Interpretations Committee ha evidenziato che le uncertain tax asset/liability sono da rappresentarsi nelle voci che accolgono le attività e passività per imposte sul reddito e non in altre poste di bilancio. In questa prospettiva, rientrando nelle fattispecie delle uncertain tax liability anche gli accantonamenti operati per contenziosi in materia di imposte sul reddito, le passività correlate a contenziosi tributari per imposte sul reddito sono state riclassificate dalla voce "Fondi per rischi e oneri" alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" inserita nella sezione non corrente dello stato patrimoniale. Inoltre, lo schema di stato patrimoniale è stato integrato per prevedere, nella sezione non corrente, anche la nuova voce "Attività per imposte sul reddito", al fine di presentare in voci specifiche e non residuali le attività non correnti relative a imposte sul reddito (e diverse dalle imposte anticipate)[5].

Infine, a partire dall'esercizio 2019, nello schema di stato patrimoniale sono state eliminate le voci "Attività per altre imposte correnti" e "Passività per altre imposte correnti" e i relativi saldi sono stati riclassificati all'interno delle voci "Altre attività" e "Altre passività" della sezione corrente. Questa nuova articolazione è stata effettuata al fine di semplificare lo schema di stato patrimoniale rendendo più agevole l'identificazione delle grandezze rilevanti per la comprensione della situazione patrimoniale della Società.
In relazione alle riclassifiche effettuate, ai fini comparativi, nello schema di stato patrimoniale è stata fornita la riesposizione anche dei dati al 1° gennaio 2018.

4 | Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(5) In precedenza i crediti e debiti per imposte sul reddito, presentati nella sezione non corrente dello stato patrimoniale, erano inclusi, rispettivamente, nelle voci relative alle altre attività/passività non correnti.

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.752 milioni (€9.654 milioni al 31 dicembre 2018) con un decremento di €4.902 milioni e comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono circa €198 milioni soggette a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro (€3.086 milioni) è di 9 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,217%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€686 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è 1,651%; la scadenza media dei depositi in sterline (€28 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,78%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.180	768
Altri titoli	5.050	5.332
	6.230	**6.100**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.347 milioni (€1.301 milioni al 31 dicembre 2018).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Euro	3.841	4.188
Dollaro USA	2.179	1.547
Altre valute	210	365
	6.230	**6.100**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Italia	693	701	Baa3	BBB
Cile	169	172	A1	A+
Giappone	14	14	A1	A+
Messico	7	7	A3	BBB+
Germania	6	6	Aaa	AAA
Spagna	2	2	Baa1	A
	891	**902**		
Tasso variabile				
Italia	93	93	Baa3	BBB
Giappone	32	32	A1	A+
Germania	106	106	Aaa	AAA
Finlandia	27	27	Aa1	AA+
Regno Unito	7	7	Aa2	AA
Stati Uniti d'America	9	9	Aaa	AA+
Canada	4	4	Aaa	AAA
	278	**278**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**1.169**	**1.180**		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.164	1.193	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	803	819	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri Titoli	90	90	da Aa3 a Baa2	da AA- a BBB
	2.057	**2.102**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.489	1.494	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.014	1.020	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri Titoli	433	434	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB
	2.936	**2.948**		
Totale Altri titoli	**4.993**	**5.050**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.162**	**6.230**		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

7 | Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Crediti commerciali	4.432	4.928
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	177	160
Anticipi al personale	38	31
Acconti per servizi e forniture	23	14
Crediti per attività di disinvestimento	1	2
Crediti verso altri	310	439
	4.981	**5.574**

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.
Al 31 dicembre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2020 per €615 milioni (€579 milioni nel 2018 con scadenza 2019). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Gas & Power (€334 milioni) e Refining & Marketing (€281milioni).
I crediti verso altri di €310 milioni includono essenzialmente: (i) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€242 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€41 milioni).
I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €432 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis				
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Totale
31.12.2019					
Clientela business	353	1.172	223	347	2.095
Pubbliche Amministrazioni	3	6		3	12
Altre controparti	194	25	18	65	302
Imprese controllate	2.883				2.883
Valore lordo	**3.433**	**1.203**	**241**	**415**	**5.292**
Fondo svalutazione		(1)	(4)	(306)	(311)
Valore netto	**3.443**	**1.202**	**237**	**109**	**4.981**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	…	0,15%	2,40%	75,37%	
31.12.2018					
Clientela business	277	1.722	354	220	2.573
Pubbliche Amministrazioni		9	3	3	15
Altre controparti	181		63	104	348
Imprese controllate	2.925				2.925
Valore lordo	**3.383**	**1.731**	**420**	**327**	**5.861**
Fondo svalutazione		(2)	(29)	(256)	(287)
Valore netto	**3.383**	**1.729**	**391**	**71**	**5.574**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	…	0,17%	7,67%	81,27%	

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base della presenza di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse da pubbliche amministrazioni oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, ecc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento; (vi) rischio paese che considera le probabilità di accadimento su un orizzonte temporale di medio termine di eventi relativi al contesto operativo del creditore che possono compromettere la capacità di adempiere l'obbligazione verso Eni. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.
Per le controparti pubbliche amministrazioni la probabilità di default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi dei pagamenti, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD.
Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'expected loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. ratio di expected loss) i valori della probabilità di defualt e della capacità di recupero avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €311 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2018):

(€ milioni)	Crediti commerciali e altri crediti
Fondo svalutazione al 31.12.2018	**287**
Accantonamenti su crediti in bonis	5
Accantonamenti su crediti in default	78
Utilizzi su crediti in bonis	(19)
Utilizzi su crediti in default	(40)
Fondo svalutazione al 31.12.2019	**311**
Fondo svalutazione al 31.12.2017	**242**
Modifica criteri contabili (IFRS 9)	39
Fondo svalutazione al 1.01.2018	**281**
Accantonamenti su crediti in bonis	32
Accantonamenti su crediti in default	4
Utilizzi su crediti in bonis	(6)
Utilizzi su crediti in default	(24)
Fondo svalutazione al 31.12.2018	**287**

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €24 milioni è connessa ad accantonamenti netti rilevati a conto economico per €63 milioni (€26 milioni nel 2018) e per €39 milioni (€20 milioni nel 2018) all'utilizzo, in conto, per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.
Le svalutazioni nette di crediti commerciali ed altri crediti di €65 milioni comprendono: (i) accantonamenti per €83 milioni; (ii) perdite su crediti per €2 milioni; (iii) utilizzi per esubero per €20 milioni.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti, generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – "Rapporti con parti correlate".

8 | Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo	325	124
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	188	174
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	158	60
Prodotti finiti e merci	980	933
Certificati bianchi	13	33
	1.664	**1.324**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €325 milioni sono costituite da greggi.
I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€596 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€356 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€28 milioni).
Le rimanenze di magazzino per €95 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €46 milioni (€189 milioni al 31 dicembre 2018) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Valore iniziale - Rimanenze correnti	**189**	**22**
Accantonamenti (utilizzi)	(143)	167
Valore finale - Rimanenze correnti	**46**	**189**

Gli utilizzi operati al fondo svalutazione nel 2019 derivano essenzialmente dall'adeguamento del valore di iscrizione delle rimanenze di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi di fine periodo.

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €1.413 milioni (€1.200 milioni al 31 dicembre 2018) includono 3,20 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla Direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €213 milioni per effetto principalmente dell'andamento della dinamica dei prezzi.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

9 | Attività e Passività per imposte sul reddito

	31.12.2019				31.12.2018			
	Altre attività		Altre passività		Altre attività		Altre passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				22			
IRAP	30				29			
Crediti per istanze di rimborso	2	79			4	78		
Fondo per imposte sul reddito				15				23
Altre imposte sul reddito	11		3		11		2	
	64	**79**	**3**	**15**	**66**	**78**	**2**	**23**

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

10 | Altre attività e passività

	31.12.2019				31.12.2018			
	Altre attività		Altre passività		Altre attività		Altre passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.036	115	1.486	177	886	192	763	160
Passività da contratti per la clientela			432	455			389	518
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	26		413		42		376	
- IVA	174		186		93		202	
- Royalty su idrocarburi estratti			171				152	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			35				32	
- Altre imposte e tasse	78	3	43	32	69	2	25	52
	278	**3**	**848**	**32**	**204**	**2**	**787**	**52**
Altre	218	404	299	84	127	293	296	57
	1.532	**522**	**3.065**	**748**	**1.217**	**487**	**2.235**	**787**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €64 milioni e €455 milioni (€66 milioni e €518 milioni nel 2018); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €182 milioni (€167 milioni nel 2018).

Le altre attività comprendono: (i) gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è differibile nel tempo ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (cd. reshuffling) €204 milioni (€112 milioni nel 2018); (ii) i depositi cauzionali verso fornitori €70 milioni (€38 milioni nel 2018); (iii) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare oltre i 12 mesi per €138 milioni (€26 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2018).

Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) gli anticipi a breve termine che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto €252 milioni (€204 milioni nel 2018); (ii) i rapporti con Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda €12 milioni (€19 milioni nel 2018); (iii) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €12 milioni (€ 16 milioni nel 2018).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

11 | Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e Fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2019									
Valore iniziale netto	**653**	**2.582**	**1.659**	**152**	**48**	**287**	**975**	**1.223**	**7.579**
Operazioni straordinarie	(1)		(6)					(5)	(12)
Investimenti	1	2	35	11	17		437	606	1.109
Capitalizzazioni ammortamenti		31					4		35
Ammortamenti	(30)	(537)	(190)	(21)	(15)				(793)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(36)	(230)	(242)		(1)		(40)	(508)	(1.057)
Radiazioni			(2)						(2)
Dismissioni		(6)						(2)	(8)
Trasferimenti	28	224	138	9	10	6	(232)	(182)	1
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		615					16		631
Valore finale netto	**615**	**2.681**	**1.392**	**151**	**59**	**293**	**1.160**	**1.132**	**7.483**
Valore finale lordo	2.116	14.444	10.686	623	689	308	1.293	1.796	31.955
Fondo ammortamento e svalutazione	1.501	11.763	9.294	472	630	15	133	664	24.472
2018									
Valore iniziale netto	**664**	**2.475**	**1.726**	**153**	**49**	**337**	**795**	**979**	**7.178**
Operazioni straordinarie	(4)		(2)						(6)
Investimenti	2		23	12	12		441	513	1.003
Ammortamenti	(31)	(336)	(187)	(19)	(14)				(587)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(2)	144	(35)				(16)	(104)	(13)
Radiazioni								(1)	(1)
Trasferimenti	24	328	134	6	1	(50)	(279)	(164)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		(29)					34		5
Valore finale netto	**653**	**2.582**	**1.659**	**152**	**48**	**287**	**975**	**1.223**	**7.579**
Valore finale lordo	2.103	13.604	10.553	599	664	302	1.082	1.449	30.356
Fondo ammortamento e svalutazione	1.450	11.022	8.894	447	616	15	107	226	22.777

Gli investimenti di €1.109 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€636 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, principalmente per il ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, gli interventi per la conversione del sistema di raffinazione, nonché gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€448 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Emilio, Annabella e Brenda); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€25 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5 - 15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.
Le altre variazioni di €631 milioni si riferiscono: (i) alla revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi (€616 milioni); (ii) alle differenze cambio di conversione (€15 milioni).

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

	2019		2018	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 3 anni			6	0,50
- oltre 3 anni	201	2,24	197	6,56
	201	**2,24**	**202**	**7,06**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi			6	0,50
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	201	2,24	197	6,56
	201	**2,24**	**202**	**7,06**

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,52% (1,77% al 31 dicembre 2018). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €59 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €105 milioni.

12 | Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
Prima applicazione IFRS16	1.083	522	236	110	56	19	51	2.077
Riclassifiche	(429)							(429)
Saldo iniziale al 01.01.2019	**654**	**522**	**236**	**110**	**56**	**19**	**51**	**1.648**
Incrementi	551	89	31	6	41	16	145	879
Ammortamenti[a]	(97)	(62)	(39)	(43)	(28)	(13)	(46)	(328)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(59)		(13)				(14)	(86)
Altre variazioni	(63)	(5)	(16)	1	(1)		(2)	(86)
Saldo finale al 31.12.2019	**986**	**544**	**199**	**74**	**68**	**22**	**134**	**2.027**
Valore lordo al 31.12.2019	1.634	592	250	115	96	34	192	2.913
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	648	48	51	41	28	12	58	886

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifiche dei criteri contabili.
Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €2.027 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €986 milioni ai contratti di tolling della Gas & Power, in relazione in particolare al contratto di tolling di EniPower SpA in forza del quale EniPower produce tramite le proprie centrali energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni a sua volta mette a disposizione di EniPower i combustibili necessari e fornisce

le indicazioni sulle produzioni da effettuare. Il contratto con scadenza originariamente al 2027 è stato prorogato fino al 2033 coerentemente con l'allungamento delle vite utili delle centrali operato sulla base di una perizia esterna; (ii) per €544 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua compresa tra 1 e 7 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €199 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €74 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Gas & Power (€52 milioni); (v) per €68 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali – drilling Rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni.

Per le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio è prevista la corresponsione di canoni variabili (royalties) sulla base dei volumi di carburanti erogati (€\Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 28% per le concessioni autostradali e del 14% per le locazioni di stazioni di servizio.
Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

	Passività per leasing		
(€ milioni)	Breve termine	Lungo termine	Totale
Prima applicazione IFRS16	269	1.808	2.077
Saldo iniziale al 01.01.2019	**269**	**1.808**	**2.077**
Incrementi		886	886
Decrementi	(293)		(293)
Altre variazioni	361	(374)	(13)
Saldo finale al 31.12.2019	**337**	**2.320**	**2.657**

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €293 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €70 milioni.

Gli esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€297 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€154 milioni), mezzi di perforazione (€28 milioni), navi e relative basi logistiche (€4 milioni); (ii) contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è ancora stato messo a disposizione del locatario (€438 milioni in relazione al contratto di locazione della nuova sede di SDM, durata 20 anni con opzione di proroga di 6 anni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019
Altri ricavi e proventi	
- proventi da remeasurements	3
	3
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:	
- leasing di breve durata	16
- leasing di modico valore	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nella passività per leasing	32
	62
Ammortamenti	
- ammortamenti dei diritti di utilizzo beni in leasing	328
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(30)
	298
Svalutazioni (riprese di valore) nette dei diritti di utilizzo beni in leasing	**86**
Proventi (oneri) finanziari	
- interessi passivi su passività per leasing	81
- oneri finanziari capitalizzati diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(4)
	77

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 5% al 100%.

13 | Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2019							
Valore iniziale netto	**17**	**100**	**12**	**34**	**163**	**17**	**180**
Investimenti		20	7		27		27
Ammortamenti	(1)	(47)		(3)	(51)		(51)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(1)		(1)		(1)
Trasferimenti		9	(9)				
Altre variazioni		3			3		3
Valore finale netto	**16**	**85**	**9**	**31**	**141**	**17**	**158**
Valore finale lordo	385	1.161	10	619	2.175	94	2.269
Fondo ammortamento e svalutazione	369	1.076	1	588	2.034	77	2.111
2018							
Valore iniziale netto	**20**	**108**	**13**	**37**	**178**	**17**	**195**
Investimenti		26	9		35		35
Ammortamenti	(1)	(44)		(3)	(48)		(48)
Altre variazioni	(2)	10	(10)		(2)		(2)
Valore finale netto	**17**	**100**	**12**	**34**	**163**	**17**	**180**
Valore finale lordo	385	1.129	12	619	2.145	94	2.239
Fondo ammortamento e svalutazione	368	1.029		585	1.982	77	2.059

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €16 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €85 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €9 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €31 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna – Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico (€30 milioni).

Gli investimenti di €27 milioni (€35 milioni al 31 dicembre 2018) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

14 | Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state effettuate. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use – "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit – "CGU"); la definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Le principali CGU di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (iii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).

Dal 2019, a seguito dell'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in materia di lease, il valore di libro delle CGU identificate comprende le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) strumentali alla generazione dei flussi di cassa delle CGU di cui sono parte. La recuperabilità sulla base del valore d'uso di una CGU che include right-of-use asset significativi è determinata, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing e confrontando il valore risultante con il valore di iscrizione della CGU inclusivo del right-of-use.

I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; (b) per le CGU del business Refining & Marketing sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) nella previsione dei costi operativi si considerano gli oneri che si prevede di sostenere per la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, al GNL, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital – "WACC"). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

In termini di impairment indicators i fattori considerati ai fini del bilancio consolidato risultano sostanzialmente applicabili anche a Eni SpA. In particolare con riferimento al mercato petrolifero i fondamentali di riferimento continuano a rimanere deboli a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, alimentato dalla crescita delle produzioni di tight oil USA, nonostante l'impegno dei Paesi aderenti all'accordo OPEC+ di attuare una politica di sostegno dei prezzi, nonché per le incertezze sulla solidità della ripresa economica globale esposta a un ampio spettro di rischi (geopolitici, evoluzione della "trade dispute" tra USA e Cina, relazioni EU-UK nel post Brexit, nonché il rischio di pandemie). Il management Eni prevede un graduale bilanciamento dell'offerta e della domanda di greggio a medio termine, assumendo una moderata espansione dell'attività economica e gli effetti sull'offerta della disciplina finanziaria attuata dalle major petrolifere che hanno adottato significativi ridimensionamenti dei piani di crescita a beneficio del ritorno di cassa agli azionisti, nonché da ultimo il cambio di atteggiamento degli "independent producers" USA con focus spostato dalla crescita alla difesa del free cash flow. Su queste basi e considerando anche la view di istituti specializzati e banche d'affari, il management ha confermato il prezzo di lungo termine di 70 $/barile per il greggio Brent in termini reali 2022, invariato rispetto all'assunzione del bilancio 2018.

La situazione di eccesso di offerta è ancora più accentuata nel mercato del gas per effetto della sovrapproduzione di gas associato in USA e del ramp up dei progetti di liquefazione che hanno aumentato in misura massiccia la disponibilità globale di GNL in un momento di debolezza dei grandi consumatori di questa fonte energetica (Cina, Corea del Sud e Giappone). Il management prevede il riequilibrio dei prezzi del gas a medio termine sui livelli del piano precedente in relazione all'attesa ripresa dell'economia asiatica e anche in considerazione dei trend in atto di "switch" dal carbone al gas nella produzione di energia elettrica in Europa, mentre sono state riviste al ribasso le previsioni di prezzo di lungo termine del riferimento USA Henry Hub in relazione agli squilibri strutturali del mercato. Sono

confermati, in linea con le precedenti proiezioni, gli spread tra i prezzi del gas del mercato di riferimento delle vendite del settore Gas & Power, l'Italia, e i prezzi spot agli hub continentali ai quali sono indicizzati buona parte dei costi di acquisto del gas in base ai contratti long term, escludendo pertanto impairment indicator per gli asset di riferimento.

I business downstream della raffinazione e della chimica sono attualmente in un downcycle a causa della debolezza dei consumi di carburanti e prodotti chimici, dell'eccesso d'offerta e di capacità globale e della pressione competitiva da parte di produttori con migliori posizioni di costo ed economie di scala (i raffinatori Medio-Orientali, i cracker a etano in Usa); a tali fattori si aggiungono i problemi ambientali legati al consumo di gasolio e di "single-use plastics" che fanno prevedere un continuo deterioramento di redditività e di consumi, nonché le previsioni di incremento dei costi dei certificati di emissione nell'ambito dell'Emission Trading Scheme europeo. Inoltre, le raffinerie Eni a elevata conversione sono state penalizzate dalla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi sour a elevato contenuto di zolfo e il greggio light Brent a causa di continue dislocazioni di mercato, riducendo la redditività degli impianti di conversione. Considerate tali debolezze strutturali, il management Eni ha rivisto al ribasso, rispetto al piano precedente, i margini di raffinazione e le previsioni di redditività dei prodotti chimici, evidenziando in tal modo indicatori di perdita di valore per le raffinerie di proprietà e gli impianti chimici.

Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC Eni, dal quale sono derivati i WACC adjusted post-tax utilizzati nelle valutazioni di recuperabilità degli asset del settore Exploration & Production e della linea di business Refining & Marketing, ha registrato un marginale incremento rispetto al 2018 al 7,4% vs. 7,3%, quale effetto compensativo di fenomeni contrapposti di rilevante entità. In particolare il management ha stimato un significativo incremento del costo della componente equity del capitale sulla base dei trend recenti osservati nei mercati finanziari internazionali. Al riguardo rileva, in primis, il declino registrato nel 2019 dei rendimenti dei titoli di Stato che ha determinato un apprezzamento dell'equity risk premium, cioè il rendimento extra che gli investitori domandano rispetto ai rendimenti di investimenti risk-free quali i titoli di Stato dei Paesi benchmark USA e Germania; l'altro trend è l'aumentato equity risk premium specifico applicato dagli investitori al settore Oil & Gas alla luce della sottoperformance del settore in questi ultimi anni rispetto ai rendimenti azionari medi e delle incertezze circa i ritorni futuri dell'Oil & Gas considerato il declino strutturale dei prezzi degli idrocarburi in un contesto di crescente volatilità e continua oversupply, nonché i rischi associati alla transizione energetica. L'incremento del costo dell'equity è stato comunque quasi interamente assorbito dall'aumento della leva finanziaria in conseguenza dell'adozione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato un sensibile incremento del debito totale iscritto nel bilancio, diluendo in tal modo l'incremento del costo della componente equity nella determinazione del costo medio ponderato del capitale. Al costo dell'equity è infine aggiunto un premio per il rischio paese medio ponderato del portafoglio Eni. La declinazione del WACC di Gruppo nei WACC dei singoli Paesi utilizzati ai fini dell'impairment test è ottenuta attraverso un adjustment pari alla differenza tra il premio medio ponderato per il rischio paese del portafoglio e lo specifico "country risk premium" applicabile alle realtà locali nelle quali opera il Gruppo.

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati nel 2019 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €1.057 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing ed Exploration & Production. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella Refining & Marketing di €787 milioni riguardano principalmente la svalutazione della Raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period; (ii) le svalutazioni rilevate nella Exploration & Production di €270 milioni riguardano le svalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'off-shore adriatico dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in leasing (€86 milioni) hanno riguardato principalmente la Gas & Power in relazione ai contratti di tolling.

Con riferimento alle attività di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività upstream, rileva inoltre la circostanza che, coerentemente con la strategia di decarbonizzazione definita, Eni ha avviato, dal 2019, la partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1") del settore Exploration & Production ai fini delle neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi della Exploration & Production e, non essendo allocabili sulle singole CGU su basi ragionevoli e coerenti, sono riferiti all'intera linea di business e inclusi nel processo di impairment test attraverso il confronto delle previsioni di spesa per le attività forestry, attualizzate, con l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test.

15 | Partecipazioni

(€ milioni)	2019				2018			
	Partecipazioni in imprese controllate	**Partecipazioni in imprese collegate e joint venture**	**Partecipazioni minoritarie**	**Totale**	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
Valore iniziale	**40.348**	**1.548**	**18**	**41.914**	**40.762**	**1.563**	**12**	**42.337**
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 9)							20	20
Valore iniziale netto riesposto	**40.348**	**1.548**	**18**	**41.914**	**40.762**	**1.563**	**32**	**42.357**
Interventi sul capitale e acquisizioni	1.711			1.711	728			728
Cessioni e conferimenti	(204)			(204)				
Rettifiche di valore	(875)	(8)		(883)	(1.142)	(15)	(4)	(1.161)
Altre variazioni	(3)			(3)			(10)	(10)
Valore finale	**40.977**	**1.540**	**18**	**42.535**	**40.348**	**1.548**	**18**	**41.914**
Valore finale lordo	62.663	1.655	18	64.336	61.213	1.655	18	62.886
Fondo svalutazione	21.686	115		21.801	20.865	107		20.972

Le partecipazioni sono aumentate di €621 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2018	**41.914**
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	1.573
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	202
Raffineria di Gela SpA	80
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	80
Eni Mozambico SpA	12
Servizi Aerei SpA	8
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7
	1.962
Rami d'azienda	
Petroven Srl	12
	12
Riprese di valore	
Eni Angola SpA	414
Eni New Energy SpA	4
Servizi Aerei SpA	1
	419
Altri incrementi	
Versalis SpA	1
	1
Decremento per:	
Liquidazione	
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	(204)
	(204)
Rimborsi di capitale	
Floaters SpA	(9)
Eni Finance International SA	(242)
	(251)
Cessione	
Petroven Srl	(12)
	(12)
Svalutazioni	
Versalis SpA	(551)
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	(426)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(118)
Raffineria di Gela SpA	(76)
Eni Petroleum Co Inc	(63)
LNG Shipping SpA	(17)
EniProgetti SpA	(17)
Eni Mozambico SpA	(13)
Unión Fenosa Gas SA	(8)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(7)
Floaters SpA	(3)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
	(1.302)
Altre variazioni	
Raffineria di Gela SpA	(4)
Partecipazioni al 31 dicembre 2019	**42.535**

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2019 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	2	2	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	262	214
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		204			
Eni Angola SpA	100,000	566	980	980	
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Srl	100,000	...	...	...	
Eni Energy Activities Srl	100,000		...	...	
Eni Finance International SA	33,613	604	362	559	197
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	71	2
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.395	(150)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	584	84
Eni International BV	100,000	28.462	30.035	36.149	6.114
Eni International Resources Ltd	99,998	...	1	36	35
Eni Investments Plc	99,999	3.821	3.821	3.340	(481)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	52	14	15	1
Eni Mozambico SpA	100,000	24	23	23	
Eni New Energy SpA	100,000	30	34	28	(6)
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.151	1.088	726	(362)
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	99,999	224		185	185
Eni Timor Leste SpA	100,000	5	5	5	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	669	344
Eni West Africa SpA	100,000	21	20	21	1
Eni Zubair SpA (in liquidazione)		...			
EniPower SpA	100,000	914	914	867	(47)
EniProgetti SpA	100,000	35	18	18	
EniServizi SpA	100,000	14	14	15	1
Floaters SpA	100,000	249	237	237	
Ieoc SpA	100,000	24	24	49	25
LNG Shipping SpA	100,000	274	257	247	(10)
Raffineria di Gela SpA	100,000			(64)	(64)
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	51	60	59	(1)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	11	8	8	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	207	155
Versalis SpA	100,000	1.051	501	517	16
Totale imprese controllate		**40.348**	**40.977**		

segue

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2019 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Imprese collegate e joint venture					
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	...	...	4	4
Saipem SpA[a]	30,542	1.199	1.199	1.250	51
Seram SpA	25,000	...	...	1	1
Transmed SpA	50,000	...	...	6	6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	43	29
Unión Fenosa Gas SA	50,000	335	327	327	
Totale imprese collegate e joint venture		**1.548**	**1.540**		
		41.896	**42.517**		

(a) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2019 (€4,356 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.345 milioni.

In presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione inferiori rispetto al valore di patrimonio netto, è operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato. La stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato in particolare:

- le società appartenenti al settore Exploration & Production, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,4% e il 15,3%;

- Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,1%; la valutazione della partecipazione in Eni Trading & Shipping SpA comprende anche Eni Trading & Shipping Inc, il cui valore è calcolato tramite l'attualizzazione dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,4%;

- Eni gas e luce SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,30%;

- Versalis SpA, sulla base del complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 7,9%;

- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 3,56% e l'8,8%; il WACC adjusted del settore Gas & Power, determinato considerando la rischiosità espressa dallo specifico settore da un campione di società comparabili, è rimasto invariato rispetto al 2018.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2019, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Di seguito il dettaglio delle "Partecipazioni minoritarie":

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value:				
BANCA UBAE SpA	8	5,39%	8	5,39%
Porto Intermodale Ravenna Società per Azioni S.A.P.I.R.	5	3,88%	5	3,88%
SIMEST SpA	4	1,30%	4	1,30%
Altre	1	.....	1	.....
Totale	**18**		**18**	

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

16 | Altre attività finanziarie

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	142	4.149	224	1.955
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.551		2.465	
	4.693	**4.149**	**2.689**	**1.955**
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.693	**4.169**	**2.689**	**1.975**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.006 milioni) ed Eni gas e luce SpA (€123 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€2.278 milioni), Versalis SpA (€860 milioni), Raffineria di Gela SpA (€296 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€280 milioni) ed Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€200 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €4.006 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.580 milioni (€914 milioni al 31 dicembre 2018).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.573 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,49% e 0,41% e in dollari compresi tra 1,78% e 1,92%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

17 | Attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imposte sul reddito anticipate IRES	857	1.129
Imposte sul reddito differite IRES	(53)	(82)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	153	93
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(9)
Imposte sul reddito anticipate estere	4	5
Totale Eni SpA	**959**	**1.136**
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	**34**	**33**
	993	**1.169**

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2018	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2019
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(24)		15		(9)
- differenze su derivati	(25)			25	
- altre	(42)	(21)	15	2	(46)
	(91)	**(21)**	**30**	**27**	**(55)**
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati				197	197
- fondi per rischi ed oneri	1.337	218	(166)	(143)	1.246
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	425	306	(137)	142	736
- differenze su attività materiali ed immateriali	308	96	(46)	(2)	356
- svalutazione crediti	86	9	(3)		92
- fondi per benefici ai dipendenti	82	15	(18)	3	82
- perdita fiscale	1.961	214	(123)		2.052
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	10				10
- altre	100	32	(13)		119
	4.309	**890**	**(506)**	**197**	**4.890**
- svalutazioni anticipate	(3.082)	(794)			(3.876)
	1.227	**96**	**(506)**	**197**	**1.014**
Totale Eni SpA	**1.136**	**75**	**(476)**	**224**	**959**
Imposte anticipate joint operation	37	1		1	39
Imposte differite joint operation	(4)	(1)			(5)
Totale joint operation	**33**			**1**	**34**
	1.169	**75**	**(476)**	**225**	**993**

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €993 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. In considerazione delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato è stata rilevata una svalutazione delle imposte anticipate per €794 milioni.

18 | Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Debiti commerciali	4.710	4.972
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	50	39
Debiti per attività di investimento	204	181
Debiti verso altri	581	440
	5.545	**5.632**

I debiti commerciali di €4.710 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€1.878 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.772 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€60 milioni).

I debiti verso altri di €581 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€200 milioni); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€187 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€20 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

19 | Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2019				31.12.2018			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	167	460	2.327	2.954	139	678	2.660	3.477
Obbligazioni ordinarie		2.620	13.801	16.421		2.493	14.514	17.007
Obbligazioni convertibili			393	393			390	390
Altri	4.455	1	719	5.175	4.296	7	506	4.809
	4.622	**3.081**	**17.240**	**24.943**	**4.435**	**3.178**	**18.070**	**25.683**

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie al 31 dicembre 2019 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre		Scadenza						
Tipo	2018	2019	Totale quota a breve termine	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale quote a lungo termine
Banche	3.477	2.954	627	748	143	830	134	472	2.327
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.517								
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.216	1.216	14					1.202	1.202
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.038	1.038	1.038						
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.027	1.028	33					995	995
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.020	1.020						
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.009	1.010	15			995			995
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.008	1.008	14					994	994
- Euro Medium Term Notes 0,625%	895	896	2				894		894
- Euro Medium Term Notes 2,625%	802	802	2	800					800
- Euro Medium Term Notes 1,625%	799	799	8					791	791
- Euro Medium Term Notes 3,750%	764								
- Euro Medium Term Notes 1,750%	758	759	12				747		747
- Euro Medium Term Notes 1,500%	755	755	10					745	745
- Euro Medium Term Notes 0,750%	701	702	3		699				699
- Euro Medium Term Notes 1,000%	652	653	5					648	648
- Euro Medium Term Notes 1,125%	595	596	2					594	594
- Euro Medium Term Notes 1,000%		746	3					743	743
- Bond US 4,000%	875	894	11			883			883
- Bond US 4,750%	874	892	13					879	879
- Bond US 4,150%	397	405	405						
- Bond US 5,700%	306	313	4					309	309
- Bond US 4,250%		889	6					883	883
	17.007	**16.421**	**2.620**	**800**	**699**	**1.878**	**1.641**	**8.783**	**13.801**
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	390	393			393				393
	390	**393**			**393**				**393**
Altri	4.809	5.175	4.456	719					719
	4.809	**5.175**	**4.456**	**719**					**719**
	25.683	**24.943**	**7.703**	**2.267**	**1.235**	**2.708**	**1.775**	**9.255**	**17.240**

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2019 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €1.201 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Nel corso del 2019 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €1.635 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2019 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	38	1.038	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	28	1.028	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	20	1.020	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	8	1.008	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(4)	896	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	2	802	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(1)	799	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	9	759	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	5	755	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	2	702	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	3	653	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(4)	596	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
- Bond US	890	4	894	USD	2023	4,000
- Bond US	890	2	892	USD	2028	4,750
- Bond US	401	4	405	USD	2020	4,150
- Bond US	312	1	313	USD	2040	5,700
- Bond US	890	(1)	889	USD	2029	4,250
	16.283	**138**	**16.421**			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	**400**	**(7)**	**393**	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.463 milioni.

L'obbligazione convertibile di €393 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione pari ad €13,0535 e, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Le passività finanziarie verso altri di €5.175 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con Eni Rewind SpA (€1.816 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€1.193 milioni), EniPower SpA (€324 milioni), LNG Shipping SpA (€243 milioni), Eni gas & luce SpA (€240 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2019 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso negativo pari allo 0,4249% e un tasso positivo di 1,7485% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

	31.12.2019		31.12.2018	
(€ milioni)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	16.327	2,02%	18.402	2,29%
Dollaro USA	3.994	4,60%	2.846	4,79%
	20.321		**21.248**	

Al 31 dicembre 2019, Eni dispone di linee di credito a breve termine uncommitted non utilizzate per €13.168 milioni (€12.355 milioni al 31 dicembre 2018). Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni (€5.212 milioni al 31 dicembre 2018); questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2019 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €20.646 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Obbligazioni ordinarie	16.679	17.428
Obbligazioni convertibili	402	399
Banche	2.845	3.301
Altri	720	516
	20.646	**21.644**

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,49% e lo 0,41% (tra il -0,37% e l'1,15% al 31 dicembre 2018) e per il dollaro USA compresi tra l'1,92% e l'1,99% (tra il 2,44% e il 2,85% al 31 dicembre 2018). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

20 | Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziare a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo	Passività per leasing	Totale Indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2018	**4.435**	**21.248**		**25.683**
Prima applicazione IFRS16			2.077	**2.077**
Valore al 01.01.2019	**4.435**	**21.248**	**2.077**	**27.760**
Variazioni monetarie	187	(958)	(293)	**(1.083)**
Differenze cambio da conversione e da allineamento		7		**7**
Altre variazioni		24	873	**916**
Valore al 31.12.2019	**4.622**	**20.321**	**2.657**	**27.600**

Le altre variazioni riguardano essenzialmente gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti ovvero la revisione dei precedenti.

21 | Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Correnti	Non Correnti	Totale	Correnti	Non Correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752		4.752	9.654		9.654
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.230		6.230	6.100		6.100
C. Liquidità (A+B)	**10.982**		**10.982**	**15.754**		**15.754**
D. Crediti finanziari[a]	**4.551**		**4.551**	**2.465**		**2.465**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	167		167	139		139
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	460	2.327	2.787	678	2.660	3.338
G. Prestiti obbligazionari	2.620	14.194	16.814	2.493	14.904	17.397
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.413		4.413	4.234		4.234
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	719	720		506	506
L. Altre passività finanziarie	42		42	69		69
M. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+L)	**7.703**	**17.240**	**24.943**	**7.613**	**18.070**	**25.683**
N. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (M-D-C)	**(7.830)**	**17.240**	**9.410**	**(10.606)**	**18.070**	**7.464**
O. Passività per beni in leasing	176	776	952			
P. Passività per beni in leasing verso entità correlate	161	1.544	1.705			
Q. Passività per leasing (O+P)	**337**	**2.320**	**2.657**			
R. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (M+Q)	**8.040**	**19.560**	**27.600**	**7.613**	**18.070**	**25.683**
S. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (R-D-C)	**(7.493)**	**19.560**	**12.067**	**(10.606)**	**18.070**	**7.464**

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.230 milioni (€6.100 milioni al 31 dicembre 2018) sono illustrate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.
I crediti finanziari di €4.551 milioni (€2.465 milioni al 31 dicembre 2018) sono commentati alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

22 | Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2018	**1.909**	**742**	**598**	**110**	**80**	**102**	**319**	**3.860**
Prima applicazione IFRS16			(429)					**(429)**
Valore al 01.01.2019	**1.909**	**742**	**169**	**110**	**80**	**102**	**319**	**3.431**
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	616							**616**
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	42							**42**
Accantonamenti	39	174	76	40		17	391	**737**
Utilizzi a fronte oneri	(53)	(162)	(50)	(30)	(7)		(48)	**(350)**
Utilizzi per esuberanza	(6)	(11)		(47)	(22)		(19)	**(105)**
Altre variazioni			(62)					**(62)**
Valore al 31.12.2019	**2.547**	**743**	**133**	**73**	**51**	**119**	**643**	**4.309**

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €2.547 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.473 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,27% e il 1,734%; il periodo previsto degli esborsi è 2020-2057; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€17 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €743 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€332 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€150 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€137 milioni), negli impianti di raffinazione (€24 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€55 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €133 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €73 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €51 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'art. 24 del DL 201/2011 convertito con modifiche in legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. salvaguardie) che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla legge 214/2011 e per le successive disposizioni intervenute in materia pensionistica, previste dal DL 4/2019 convertito con modifiche in legge 26/2019 ("Pensione quota 100"; sospensione fino al 2026 degli incrementi speranza di vita dei requisiti della pensione anticipata).

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €119 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €643 milioni comprendono essenzialmente: (i) fondo copertura perdite per oneri relativi alla partecipazione in Raffineria di Gela SpA (€64 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€47 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€36 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€17 milioni); (v) oneri connessi alla stima di indennizzi da corrispondere ai proprietari di terreni e fabbricati adiacenti a installazioni produttive a seguito di eventi incidentali (€16 milioni).

23 | Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Piani a benefici definiti:		
- TFR	167	169
- Piani esteri a benefici definiti	2	3
- Fisde e altri	90	72
	259	**244**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	117	126
	376	**370**

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €117 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €104 milioni e i premi di anzianità per €11 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2019						31.12.2018					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**169**	**18**	**72**	**259**	**126**	**385**	**171**	**16**	**67**	**254**	**117**	**371**
Costo corrente		1	1	2	39	41		1	1	2	31	33
Interessi passivi	2		1	3		3	3	1		4		4
Rivalutazioni:	3	3	14	20		20		(3)	7	4	25	29
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								*(1)*		*(1)*		*(1)*
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*4*	*1*		*5*		*5*					*24*	*24*
- Effetto dell'esperienza passata	*(1)*	*2*	*14*	*15*		*15*		*(2)*	*7*	*5*	*1*	*6*
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione			5	5		5						
Benefici pagati	(7)		(3)	(10)	(48)	(58)	(5)	(3)	(3)	(11)	(48)	(59)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti											1	1
Altre variazioni								6		6		6
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**167**	**22**	**90**	**279**	**117**	**396**	**169**	**18**	**72**	**259**	**126**	**385**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**20**		**20**		**20**		**18**		**18**		**18**
Rendimento delle attività a servizio del piano		(1)		(1)		(1)		(2)		(2)		(2)
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*
Benefici pagati								(3)		(3)		(3)
Altre variazioni								6		6		6
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		**5**		**5**		**5**						
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		(5)		(5)		(5)		5		5		5
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		**-**		**-**		**-**		**5**		**5**		**5**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**167**	**2**	**90**	**259**	**117**	**376**	**169**	**3**	**72**	**244**	**126**	**370**

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti[6], valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2019						
Costo corrente		1	1	2	39	41
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			5	5		5
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*2*		*1*	*3*		*3*
Totale interessi passivi (attivi) netti	2		1	3		3
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*1*	*3*		*3*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine						
Totale	**2**	**1**	**7**	**10**	**39**	**49**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*6*	*7*	*39*	*46*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*1*	*3*		*3*
2018						
Costo corrente		1	1	2	31	33
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*3*	*1*		*4*		*4*
Totale interessi passivi (attivi) netti:	3	1		4		4
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*3*	*1*		*4*		*4*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					25	25
Totale	**3**	**2**	**1**	**6**	**56**	**62**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	1	2	56	58
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	1		4		4

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2019				2018			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	4	1		5				
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	2	14	15		(2)	*7*	5
- Rendimento delle attività a servizio del piano		1		1		2		2
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		(5)		(5)		5		5
	3	**(1)**	**14**	**16**		**4**	**7**	**11**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	20
	20	**20**

(6) L'ammontare delle passività relative agli impegni di Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base delle contribuzioni operate dall'azienda.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(%)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2019					
Tassi di sconto	(%)	0,7	0,5 - 1,2	0,7	0,0 - 1,2
Tasso di inflazione	(%)	0,7	0,5 - 1,5	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2018					
Tassi di sconto	(%)	1,5	1,5	1,5	0,2 - 1,5
Tasso di inflazione	(%)	1,5	1,5	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2019					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(7)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	1	1		
31.12.2018					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(8)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(5)	5		4	6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(1)	2	...		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €52 milioni, di cui €15 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2019					
2020		10	...	5	37
2021		10	...	4	36
2022		8	...	4	34
2023		7	...	4	1
2024		10	...	4	1
Oltre il 2024		122	...	69	6
Durata media ponderata	**anni**	**8,9**	**7,0**	**14,5**	**2,7**
31.12.2018					
2019		9	...	4	48
2020		9	...	3	36
2021		11	...	3	36
2022		9	...	3	1
2023		8	...	3	1
Oltre il 2023		123	...	56	5
Durata media ponderata	**anni**	**9,2**	**8,0**	**14,2**	**2,5**

24 | Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2019 Fair value attivo	31.12.2019 Fair value passivo	31.12.2018 Fair value attivo	31.12.2018 Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	105	50	107	58
- Outright	13	13	10	10
- Interest currency swap	26	23	85	83
	144	**86**	**202**	**151**
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	46	46	23	23
	46	**46**	**23**	**23**
Contratti su merci				
- Over the counter	896	718	495	543
- Future	4	3	7	5
- Altri	12		1	5
	912	**721**	**503**	**553**
	1.102	**853**	**728**	**727**
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	38	799	329	175
	38	**799**	**329**	**175**
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	**11**	**11**	**21**	**21**
Totale contratti derivati	**1.151**	**1.663**	**1.078**	**923**
Di cui:				
- correnti	1.036	1.486	886	763
- non correnti	115	177	192	160

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.
Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2019 Variazione fair value efficace	31.12.2019 Variazione fair value inefficace	31.12.2018 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2018 Variazione fair value efficace	31.12.2018 Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	**3.566**	**(1.556)**	**7**	2.942	386	(3)

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Variazione cumulata di valore dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione cumulata di valore dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	**1.529**	**(682)**	**(753)**	**(378)**	**85**	**549**

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge. Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.
Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti e ove opportuno sono attivate le operazione di ribilanciamento della copertura.
In particolare, con riferimento all'esercizio 2019, la variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura imputata nella riserva cash flow hedge ammonta complessivamente a €767 milioni (negativi) derivante dalla variazione di fair value considerata efficace (€1.556 milioni) ridotta degli effetti del relativo rigiro a conto economico (€753 milioni) e nelle voci di magazzino, a rettifica dei costi di acquisto delle merci oggetto di copertura (€36 milioni). Al 31 dicembre 2019 la riserva cash flow hedge negativa ammonta complessivamente a €682 milioni; il movimento della riserva cash flow hedge è indicato alla nota n. 26 – Patrimonio netto.
L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.902 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €21 milioni nel corso del 2019) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.844 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Di seguito sono indicati gli effetti economici relativi alla gestione degli strumenti finanziari derivati:

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	105	116
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	7	(3)
	112	**113**

Gli altri proventi operativi netti di €112 milioni (proventi operativi netti di €113 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (proventi netti di €105 milioni).

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018
Strumenti finanziari derivati su valute	(4)	(98)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(1)	1
	(5)	**(97)**

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €5 milioni (oneri netti per €97 milioni nel 2018) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

25 | Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni (€1 milione nel 2018) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

26 | Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(981)	(581)
Riserva azioni proprie in portafoglio	981	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	*1*	*1*
- Legge n. 72/1983	*3*	*3*
- Legge n. 408/1990	*2*	*2*
- Legge n. 413/1991	*39*	*39*
- Legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- Legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	*378*	*378*
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(484)	61
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(4)	(4)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(50)	(38)
Riserva IFRS 10 e 11	311	308
Altre riserve di utili non disponibili:	*9*	*9*
Riserva art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005	*9*	*9*
Altre riserve di utili disponibili:	25.086	25.287
Riserva disponibile	*23.930*	*24.140*
Riserva da avanzo di fusione	*636*	*636*
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*412*	*412*
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	*74*	*74*
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	*19*	*19*
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	*14*	*5*
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Acconto sui dividendi	(1.542)	(1.513)
Utile dell'esercizio	2.978	3.173
	41.636	**42.615**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2019, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 61.635.679 azioni, pari all' 1,70%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.478.818.036 azioni, pari al 68,20%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 C.C.

Azioni proprie acquistate

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 67.000.000 azioni ordinarie della Società, rappresentative dell'1,84% circa del capitale, per un esborso complessivo fino a €1.200 milioni. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2019 sono state acquistate n. 28.590.482 azioni (pari allo 0,79% del capitale sociale) per un controvalore complessivo di €400 milioni[7]. Al 31 dicembre 2019, le azioni proprie acquistate ammontano a €981 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2018), e sono rappresentate da n. 61.635.679 azioni ordinarie. L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €981 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2018) è a fronte del valore di iscrizione n. 61.635.679 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2019 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €484 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura Cash flow hedge		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2018	**85**	**(24)**	**61**
Variazione dell'esercizio	(1.556)	450	(1.106)
Rigiro a conto economico	753	(218)	535
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	(10)	26
Riserva al 31 dicembre 2019	**(682)**	**198**	**(484)**

(7) L'importo all'euro è 399.999.994,58.

Riserva fair value partecipazioni minoritarie

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €4 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione al fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

La riserva è disponibile per la copertura perdite.

Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €50 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €311 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di €9 milioni riguardano la riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005. La riserva riguarda le plusvalenze iscritte in esercizi precedenti nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €25.086 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €23.930 milioni si decrementa di €210 milioni a seguito essenzialmente dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€400 milioni). La riserva inoltre si incrementa per effetto dall'attribuzione dell'utile 2018 (€190 milioni) in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 14 maggio 2019;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €14 milioni. Accoglie gli effetti del piano di lungo termine azionario 2017-2019 approvato dall'Assemblea degli azionisti del 13 aprile 2017 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€12 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€2 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.542 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione deliberato il 19 settembre 2019 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2019.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a € 24,95 miliardi.

27 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €115.285 milioni (€101.165 milioni al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imprese controllate	113.426	98.133
Imprese collegate e joint venture	1.052	1.276
Proprio	700	1.749
Altri	107	7
Totale	**115.285**	**101.165**

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €113.426 milioni riguardano:

- per €44.521 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.452 milioni ($5.000 milioni), di €8.904 milioni ($10.000 milioni) e di €22.261 milioni ($25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. L'impegno effettivo è pari al valore nominale; per € 8.904 milioni ($10.000 milioni) le due garanzie rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1 e 2;
- per €20.025 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €8.809 milioni;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.016 milioni;
- per €6.724 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Gas & Power (€5.387 milioni), Altre attività (€743 milioni), Corporate e società finanziarie (€250 milioni), Refining & Marketing (€221 milioni) e Chimica (€123 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €6.527 milioni le garanzie rilasciate a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture ADNOC Global Trading LTD dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; in particolare per €3.562 milioni la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, ADNOC Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; per €2.965 milioni la garanzia rilasciata in data 27 gennaio 2019 a copertura degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement e rimarrà in essere fino al pagamento della Deferred Consideration (pari a 80 milioni di USD) previsto entro il 31 marzo 2020;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è di €495 milioni;
- per €3.007 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a € 2.725 milioni;
- per €2.671 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è di €1.577 milioni;
- per €2.486 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €1.357 milioni;
- per €1.781 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €1.247 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €772 milioni;
- per €258 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €35 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas

nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €30 milioni;
- per €20 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.052 milioni riguardano essenzialmente:
- per €499 milioni la garanzia prestata alla Treno Alta Velocità – TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). La riduzione dell'importo è avvenuta in seguito all'esito positivo del collaudo dei lotti da 1 a 4; in corso l'attività di collaudo per il 5° e ultimo lotto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 risulta azzerato. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per €296 milioni la garanzia prestata a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalla Vår Energi (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), riferita essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €181 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €44 milioni;
- per €19 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €700 milioni riguardano essenzialmente:
- per €698 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Impegni	134	136
Rischi	422	414
	556	**550**

Gli impegni di €134 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (4 milioni) e dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2019 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €114 milioni (€65 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €2 milioni come impegno economico).
I rischi di €422 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:
- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del

settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Eni Rewind SpA). Al 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri il:
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi finanziari[8]

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente per le società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.
I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trading & Shipping ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.
Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello

(8) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presen-

za di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate da Eni Trading & Shipping in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD. Nel 2019, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2018.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2019 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2018) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine perodo
Tasso di interesse[a]	3,70	1,17	2,18	1,46	2,47	1,23	1,71	1,45
Tasso di cambio[a]	0,32	0,01	0,08	0,08	0,43	0,02	0,16	0,15

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[b]	15,98		4,07		11,41		5,33	

(b) Il perimetro consiste nell'unità di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2019				2018			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica - portafoglio euro[a]	0,37	0,31	0,35	0,33	0,35	0,25	0,29	0,25

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

	2019				2018			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica - portafoglio USD[b]	0,05	0,02	0,04	0,05	0,04	0,01	0,02	0,02

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata adottato. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti strutturati sulle commodity oggetto del core business di Eni, ed esposizioni di natura finanziaria, sostanzialmente relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per circa €15 miliardi (di cui Eni SpA €13 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2019 il rating di Eni non ha subito variazioni.
Nel 2019 sono stati emessi, nell'ambito del Gruppo, bond per un controvalore complessivo di circa €1,6 miliardi, di cui €750 milioni nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e circa €890 milioni attraverso un'emissione di $1 miliardo sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2019, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €13.168 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €4.667 milioni, di cui €450 milioni entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.082	2.266	1.243	2.721	1.784	9.315	**20.411**
Passività finanziarie a breve termine	4.622						**4.622**
Passività per beni in leasing	321	302	265	247	228	1.284	**2.647**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.486	91	24			62	**1.663**
	9.511	**2.659**	**1.532**	**2.968**	**2.012**	**10.661**	**29.343**
Interessi su debiti finanziari	480	377	351	342	269	1.101	**2.920**
Interessi su passività per beni in leasing	80	79	64	55	47	187	**512**
	560	**456**	**415**	**397**	**316**	**1.288**	**3.432**

	Anni di scadenza						
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.142	3.290	1.391	1.243	2.703	9.415	**21.184**
Passività finanziarie a breve termine	4.435						**4.435**
Passività per strumenti finanziari derivati	763	74	36	21		29	**923**
	8.340	**3.364**	**1.427**	**1.264**	**2.703**	**9.444**	**26.542**
Interessi su debiti finanziari	528	433	330	304	294	1.068	**2.957**
Garanzie finanziarie	62						**62**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	2020	2021-2024	Oltre	Totale
31.12.2019				
Debiti commerciali	4.710			**4.710**
Altri debiti e anticipi	835	83	24	**942**
	5.545	**83**	**24**	**5.652**

	Anni di scadenza			
	2019	2020-2023	Oltre	Totale
31.12.2018				
Debiti commerciali	4.972			**4.972**
Altri debiti e anticipi	660	28	26	**714**
	5.632	**28**	**26**	**5.686**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[9]

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(9) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 23 – Fondi per benefici ai dipendenti.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	Totale	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**3.379**	**41**	**35**	**60**	**58**	**78**	**3.107**
Costi relativi a fondi ambientali	**733**	**164**	**135**	**127**	**74**	**40**	**193**
Impegni di acquisto[b]	**115.611**	**7.340**	**8.767**	**8.723**	**8.885**	**9.054**	**72.842**
- Gas							
Take-or-pay	110.357	5.997	8.009	8.025	8.225	8.494	71.607
Ship-or-pay	4.833	1.234	701	637	603	523	1.135
- Altri impegni di acquisto	421	109	57	61	57	37	100
Altri impegni, di cui:	**134**	**7**	**1**				**126**
Memorandum di intenti Val d'Agri	114	7	1				106
Altri	20						20
Totale	**119.857**	**7.552**	**8.938**	**8.910**	**9.017**	**9.172**	**76.268**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	Totale	2020	2021	2022	2023	Oltre
Impegni per progetti committed	**1.838**	623	543	404	113	155

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2019			2018		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura[a]	249	100		1	19	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b]	(761)	7	(767)	154	(3)	(163)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli[c]	6.230	117		6.100	33	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	18			18		(4)
- Altre imprese disponibili per la vendita	...			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	4.981	(57)		5.574	1	
- Crediti finanziari[c]	8.862	311		4.644	379	
- Debiti commerciali e altri debiti[e]	(5.545)	(30)		(5.632)	(50)	
- Debiti finanziari[c]	(24.943)	(616)		(25.683)	(613)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €105 milioni di proventi (proventi per €116 milioni nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €5 milioni di oneri (oneri per €97 milioni nel 2018).
(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi".
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €63 milioni di oneri (oneri per €26 milioni nel 2018) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €6 milioni di proventi (proventi per €27 milioni nel 2018).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

(a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
(b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
(c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2019 di Eni SpA sono classificate:

	2019			2018		
(€ milioni)	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	5.689	541		5.910	190	
Rimanenze - Certificati bianchi	13			13		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		998			641	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		38			245	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			18			18
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		115			108	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					84	
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		757			601	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		729			162	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		107			147	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		70			13	

Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2019, a fronte di 5,95 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,92 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,03 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

28 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliferi	14.374	14.956
Gas naturale	8.577	10.568
Energia elettrica e utility	2.337	2.419
GNL	1.183	1.679
Greggi	556	751
Gestione sviluppo sistemi informatici	99	103
Vettoriamento gas su tratte estere	55	68
Altre vendite e prestazioni	1.311	1.251
	28.492	**31.795**
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	**4**	
	28.496	**31.795**

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisitenti all'inizio dell'esercizio[a]	107	131
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precendenti	10	13
	117	**144**

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2019	2018
Accise su prodotti petroliferi	(8.793)	(8.663)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.052)	(1.876)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(362)	(476)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(259)	(226)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(145)	(123)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(7)
	(11.618)	**(11.371)**

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2019	2018
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	11	17
Locazioni, affitti e noleggi	55	57
Proventi per attività in joint venture	41	37
Indennizzi	103	20
Altri proventi	220	200
	430	**331**

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

29 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	22.059	24.004
Costi per servizi	4.901	5.282
Costi per godimento di beni di terzi	305	490
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	572	492
Variazioni rimanenze	(550)	120
Altri oneri	248	234
	27.535	**30.622**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2019	2018
Materie prime, sussidiarie	9.051	8.845
Gas naturale	8.563	10.315
Prodotti	3.728	3.862
Semilavorati	498	863
Materiali e materie di consumo	418	309
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(178)	(179)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(21)	(11)
	22.059	**24.004**

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2019	2018
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.477	1.820
Progettazione e direzione lavori	727	605
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	431	556
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	408	461
Manutenzioni	390	354
Trasporti e movimentazioni	311	311
Consulenze e prestazioni professionali	252	234
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	216	221
Costi di vendita diversi	186	159
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	143	145
Viaggi, missioni e altri	132	120
Servizi di modulazione e stoccaggio	99	83
Postali, telefoniche e ponti radio	88	81
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	73	80
Compensi di lavorazione	44	21
Altri	850	863
	5.827	**6.115**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(701)	(640)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(225)	(193)
	4.901	**5.282**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale sono rilevati a conto economico e ammontano a €128 milioni.
I costi per godimento beni di terzi di €305 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €163 milioni (€161 milioni al 31 dicembre 2018).
Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €572 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 22 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €248 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€114 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE – Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€45 milioni).
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Salari e stipendi	909	884
Oneri sociali	254	247
Oneri per benefici ai dipendenti	102	114
Costi personale in comando	40	39
Altri costi	36	18
	1.341	**1.302**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(115)	(120)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(37)	(50)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.185	**1.128**

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 23 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2019	2018
Dirigenti	626	625
Quadri	4.466	4.328
Impiegati	5.874	5.678
Operai	998	1.055
	11.964	**11.686**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")[10] rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento[11]; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione; (iii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,714, per l'attribuzione 2019; €14,246, per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (ca. 6,1% per l'attribuzione 2019 e ca. 5,8% per le attribuzioni 2017 e 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (ca. 19% per l'attribuzione 2019; ca. 20% per l'attribuzione 2018; ca. 25% per l'attribuzione 2017), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017, 2018 e 2019, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della Società, ammontano a €7,8 milioni (€4,3 milioni nel 2018) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €48 milioni e €35 milioni rispettivamente per il 2019 e il 2018 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Salari e stipendi	25	24
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	9
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	10	
	48	**35**

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,2 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €374 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

(10) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.
(11) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

30 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	1.625	1.616
Oneri finanziari	(2.016)	(1.879)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	117	33
	(274)	**(230)**
Strumenti finanziari derivati	(5)	(97)
	(279)	**(327)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(510)	(459)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(80)	(69)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(81)	
Interessi attivi su depositi e c/c	9	4
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	117	33
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	86	45
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(10)	(12)
	(469)	**(458)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.207	1.270
Differenze attive da valutazione	165	142
Differenze passive realizzate	(1.071)	(1.037)
Differenze passive da valutazione	(260)	(267)
	41	**108**
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(42)	(42)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	125	114
Commissioni per servizi finanziari	24	35
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(3)	(4)
Altri proventi	9	6
Altri oneri	(22)	(19)
	91	**90**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	63	30
	(274)	**(230)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €5 milioni, sono indicati alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

31 | Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Dividendi	6.623	4.851
Altri proventi	420	77
Totale proventi	**7.043**	**4.928**
Svalutazioni e altri oneri	(1.366)	(1.239)
	5.677	**3.689**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Dividendi		
Eni International BV	6.097	3.716
Eni Investment Plc		436
Versalis SpA		304
Eni Angola SpA	175	
EniPower SpA	113	60
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	51	74
Eni Trading & Shipping SpA		73
Eni Insurance DAC	49	35
Ecofuel SpA	44	35
Eni Finance International SA	32	68
Floaters SpA	17	17
LNG Shipping SpA	17	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	8	7
Eni Fuel SpA	8	
EniProgetti SpA	1	18
Transmed SpA	5	3
Norpipe Terminal Holdco Ltd	3	
Altre	3	5
	6.623	**4.851**
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Angola SpA	414	
Ripresa di valore Eni New Energy SpA	4	
Ripresa di valore Servizi Aerei SpA	1	
Proventi su cessione Eni Gas & Power NV	1	
Ripresa di valore LNG Shipping SpA		57
Ripresa di valore Floaters SpA		18
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		2
	420	**77**
Totale proventi	**7.043**	**4.928**

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Svalutazioni		
Eni Investments Plc		476
Versalis SpA	551	258
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	426	202
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	118	
Raffineria di Gela SpA	76	124
Eni Petroleum Co Inc	63	102
LNG Shipping SpA	17	
EniProgetti SpA	17	27
Eni Mozambico SpA	13	4
Unión Fenosa Gas SA	8	15
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7	7
Floaters SpA	3	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	3
Servizi Aerei SpA		8
Eni New Energy SpA		4
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		3
Altre minori		1
	1.302	**1.234**
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	64	5
	64	**5**
Totale oneri	**1.366**	**1.239**

32 | Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
- IRES	17	33
Totale imposte correnti	**17**	**33**
Imposte differite	9	4
Imposte anticipate[a]	(409)	(38)
Totale imposte differite e anticipate	**(400)**	**(34)**
Totale Imposte estere	**(8)**	**(5)**
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	**(391)**	**(6)**
Imposte correnti relative alla joint operation	1	(3)
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation		6
Totale imposte sul reddito joint operation	**1**	**3**
	(390)	**(3)**

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 17 – Attività per imposte anticipate.

L'ultimo esercizio definito ai fini fiscali è il 2014.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

	2019			2018		
(€ milioni)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.368	24,00%	808	3.176	24,00%	762
Differenza tra valore e costi della produzione	(2.030)	4,96%		(186)	5,00%	
Aliquota teorica		**24,00%**			**24,00%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-44,97%			-34,82%	
- perdite fiscali società consolidate		-1,87%			-1,70%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		6,74%			9,32%	
- svalutazione anticipate		23,57%			3,12%	
- perdita fiscale per imposte passati esercizi		2,94%				
- altre variazioni		1,17%			0,17%	
Aliquota effettiva		**11,58%**			**0,09%**	

33 | Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	18	24
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	**18**	**24**
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	**293**	**287**

34 | Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;

(c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. Tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;

(d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2019 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€1 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€6 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€21 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2019

	31.12.2019					2019		
Denominazione (€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	3				14.021		8	
Agip Karachaganak BV	7	1			3.077	1	16	
Ecofuel SpA	5	15			9	193	3	
Eni Abu Dhabi BV	10	1			44.522	2	18	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					6.527			
Eni AEP Ltd					109			
Eni Algeria Exploration BV	13				79		14	
Eni Angola SpA	32				3.048		64	
Eni Austria GmbH	11				15		148	
Eni Congo SA	25						58	
Eni Deutschland GmbH	158	10			5	113	573	
Eni France Sàrl	2				52		18	
Eni Fuel SpA	281	49			30	8	980	
Eni Gas & Power France SA	160				72		738	
Eni gas e luce SpA	420	173	181	81	612	4	1.915	142
Eni Insurance Designated Activity Company	1	4			75	34	104	
Eni International BV	1				178		1	
Eni Lasmo PLC					576			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	34	28			13	232	115	
Eni México S. de RL de CV	19	2			194	(2)	51	
Eni Mozambico SpA	2				127		4	
Eni Mozambique Engineering Ltd	3	15				104	12	
Eni Muara Bakau BV	57	68				224	15	
Eni North Africa BV	15	13			65	225	29	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl					53			
Eni Petroleum US Llc					258			
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	29	175			807	366	47	
Eni Suisse SA	13	2				22	161	
Eni Trading & Shipping Inc					604			
Eni Trading & Shipping SpA	1.068	1.791	757	1.446	3.914	9.476	3.925	(1.639)
Eni ULX Ltd					279			
Eni US Operating Co Inc					706	1	1	
Eni USA Gas Marketing Llc					1.285			
Eni Venezuela BV	3					79	25	
EniPower Mantova SpA	4	21			6	87	13	
EniPower SpA	52	83			12	361	86	
EniProgetti SpA	18	93			7	140	21	
EniServizi SpA	19	29			15	145	34	
Ieoc Production BV	40	3			2	3	90	
Nigerian Agip Oil Company Ltd	26				73	1	53	
Raffineria di Gela SpA	9	16			143	51	22	
Serfactoring SpA	1	53				1	2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	15	11				292	44	
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	164	50	2	1	269	113	737	2
Altre*	183	77	40	41	421	218	391	
	2.903	**2.783**	**980**	**1.569**	**82.354**	**12.494**	**10.536**	**(1.495)**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019					2019		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services LLC					181			
Coral FLNG SA	15						70	
Gruppo Saipem	2	13			510	24	6	
Società EniPower Ferrara Srl	3	31			5	111	10	
Unión Fenosa Gas SA					57		1	
Vår Energi AS	17	8			296	79	30	
Altre[*]	4	8			3	53	26	
	41	**60**			**1.052**	**267**	**143**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	5	12				71	79	
Gruppo Snam	271	224				1.208	51	
GSE - Gestore Servizi Elettrici	23	17				407	535	
Terna SpA	21	12	2	1		60	20	17
Altre imprese a controllo statale[*]	8	7				14	11	
	328	**272**	**2**	**1**		**1.759**	**697**	**17**
Fondi pensione e fondazioni		**2**				**28**		
	3.272	**3.117**	**982**	**1.570**	**83.406**	**14.548**	**11.376**	**(1.478)**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2018

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2018 Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	2				13.746		6	
Agip Karachaganak BV	4	1			3.016	1	14	
Agip Oil Ecuador BV	1				135		3	
Ecofuel Spa	6	16			8	200	3	
Eni Abu Dhabi BV	9	1			34.918	1	10	
Eni AEP Ltd					102			
Eni Algeria Exploration BV	2				65		4	
Eni Angola SpA	33				2.988		49	
Eni Austria GmbH	11				12		134	
Eni Congo SA	30						56	
Eni Deutschland GmbH	42	9			23	104	750	
Eni Finance International SA	2		84	41			4	
Eni France Sàrl	3				55	38	14	
Eni Fuel SpA	268	44			32	10	1.757	
Eni Gas & Power France SA	215				79		845	
Eni gas e luce SpA	480	189	62	43	544	(27)	1.885	22
Eni Insurance Designated Activity Company	98	1			174	24	21	
Eni International BV	1				175		3	
Eni Lasmo PLC					565			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	34			6	265	108	
Eni México S. de RL de CV	22	2			262	1	50	
Eni Mozambique Engineering Ltd	6	22				112	17	
Eni Muara Bakau BV	12	34				382	14	
Eni Norge AS						116	32	
Eni North Africa BV	17	22			64	260	30	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl					52			
Eni Petroleum US Llc					253			
Eni Suisse SA	12					15	160	
Eni Trading & Shipping SpA	1.102	1.313	772	680	4.270	9.379	4.906	460
Eni Trading & Shipping Inc					533			
Eni ULX Ltd					221			
Eni US Operating Co Inc					692		2	
Eni USA Gas Marketing Llc					1.260			
EniPower Mantova SpA	5	51			6	138	18	
EniPower SpA	35	213			13	433	75	
EniProgetti SpA	18	92			7	135	22	
EniServizi SpA	15	26			10	136	39	
Floaters SpA	1	18			2	55	3	
Ieoc Exploration BV	39	4				1	93	
LNG Shipping SpA	5	5			6	60	3	
Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd	15				72		45	
Raffineria di Gela SpA	3	4			143	28	15	
Syndial SpA	25	165			755	356	43	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	19	81				376	59	
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	178	63	3		608	156	860	16
Altre*	147	99	1		410	160	374	
	2.906	**2.509**	**922**	**764**	**66.376**	**12.915**	**12.526**	**498**

	31.12.2018					2018		
Denominazione (€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services LLC					177			
Coral FLNG SA	13						62	
Gruppo Saipem	6	20			793	86	6	
Società EniPower Ferrara Srl	4	45			10	113	17	
Unión Fenosa Gas SA					57		123	
Vår Energi AS	11	11			218			
Altre[*]	17	5			1	52	22	
	51	**81**			**1.256**	**251**	**230**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	7	5				68	92	
Gruppo Snam	234	284				1.183	106	
Gruppo Terna	7	9				57	17	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	60	79				477	535	
Altre imprese a controllo statale[*]	20	10				16	34	
	328	**387**				**1.801**	**784**	**8**
Fondi pensione e fondazioni		**2**				**29**		
	3.285	**2.979**	**922**	**764**	**67.632**	**14.996**	**13.540**	**506**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni gas e luce SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA ed Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Coral FLNG SA, Ieoc Production BV, Eni Angola SpA, Eni Mexico S. De R.L., Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Congo SA, EniProgetti SpA, Eni North Africa BV, Vår Energi AS, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ed Eni Us Operating Co) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla Società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO da Floaters SpA attualmente in stand-by presso la banchina del porto di Dubai;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA rilevato sulla base delle disposizioni dell'IFRS16.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas e l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica con il Gruppo Enel
- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali e la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna.
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2019

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019			2019		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Banque Eni SA	93					1
Eni Angola SpA	180				1	
Eni Australia Limited	70	71				
Eni Finance International SA	6.303	720	26.738	32	157	8
Eni Finance USA Inc			3.287		1	
Eni gas e luce SpA	163	240			13	
Eni Hewett Limited			75			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	200	80			1	
Eni North Africa BV		55				
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	2	1.816	39		8	
Eni Trading & Shipping Inc		20	76			
Eni Trading & Shipping SpA	280	1.193	791	1	32	(3)
EniPower Mantova SpA	4	417		14		
EniPower SpA		1.469		27	2	
EniProgetti SpA	90	17			1	
LNG Shipping SpA		296		3	1	
Raffineria di Gela SpA	296	115		4	2	
Serfactoring SpA	192	27			1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		84			1	1
Versalis SpA	917	3	21		5	
Altre(*)	110	194	45		18	2
	8.900	**6.817**	**31.072**	**81**	**244**	**9**
Imprese collegate e joint venture						
Altre(*)	49	12			1	
	49	**12**			**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre imprese a controllo statale(*)		8				
		8				
	8.949	**6.837**	**31.072**	**81**	**245**	**9**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2018

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti	Debiti	Garanzie	2018 Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Banque Eni SA	493					3
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		203				
Eni Finance International SA	2.629	514	26.665	18	108	188
Eni Finance USA Inc			3.231		1	
Eni gas e luce SpA	382	179			20	
Eni Hewett Ltd			74			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	165	8			1	
Eni Trading & Shipping SpA	232	960	1.603		29	
Eni Trading & Shipping Inc		8	73			
EniPower SpA		279				
EniProgetti SpA	85	11				
LNG Shipping SpA		229				
Raffineria di Gela SpA	228				1	
Serfactoring SpA	146	21			1	
Syndial SpA	1	1.931	39		4	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	84	7			2	
Versalis SpA	506	20	15		4	5
Altre(*)	119	350	57	1	10	15
	5.070	**4.720**	**31.757**	**19**	**181**	**211**
Imprese collegate e joint venture						
Società EniPower Ferrara Srl	62	4			1	
Altre(*)	12	15	20		6	
	74	**19**	**20**		**7**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre imprese a controllo statale(*)		8				
		8				
	5.144	**4.747**	**31.777**	**19**	**188**	**211**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 27 – Garanzie, Impegni e rischi.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2019			31.12.2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752	111	2,34	9.654	503	5,21
Altre attività finanziarie (correnti)	4.693	4.689	99,91	2.689	2.686	99,89
Crediti commerciali e altri crediti	4.981	2.982	59,87	5.574	3.123	56,03
Altre Attività (correnti)	1.532	994	64,88	1.217	791	65,00
Altre Attività finanziarie (non correnti)	4.169	4.149	99,52	1.975	1.954	98,94
Altre Attività (non correnti)	522	279	53,45	487	294	60,37
Passività finanziarie a breve termine	4.622	4.413	95,48	4.435	4.234	95,47
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.081	1	n.s.	3.178	7	n.s.
Quote a breve di passività per leasing a lungo termine	337	161	47,77			
Debiti commerciali e altri debiti	5.545	3.082	55,58	5.632	2.901	51,51
Altre passività (correnti)	3.065	1.453	47,41	2.235	700	31,32
Passività finanziarie a lungo termine	17.240	719	4,17	18.070	506	2,80
Passività per leasing a lungo termine	2.320	1.544	66,55			
Altre passività (non correnti)	748	152	20,32	787	142	18,04

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2019			2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	28.496	11.077	38,87	31.795	13.296	41,82
Altri ricavi e proventi	430	186	43,26	331	127	38,37
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	27.535	14.433	52,42	30.622	14.876	48,58
Altri proventi (oneri) operativi	112	(1.478)	n.s.	113	506	n.s.
Proventi finanziari	1.625	245	15,08	1.616	188	11,63
Oneri finanziari	2.016	81	4,02	1.879	19	1,01
Strumenti finanziari derivati	(5)	9	n.s.	(97)	211	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi e proventi	11.588	14.282
Costi e oneri	(16.176)	(14.961)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(47)	(229)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	942	(53)
Interessi	157	151
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(3.536)**	**(810)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(54)	(59)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	2	(14)
Variazione crediti finanziari	(4.235)	2.676
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(4.287)**	**2.603**
Variazione debiti finanziari	386	444
Rimborsi di passività per leasing	(146)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**240**	**444**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(7.583)**	**2.237**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2019			2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	6.465	(3.536)	n.s.	4.913	(810)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.885)	(4.287)	n.s.	820	2.603	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.482)	240	n.s.	(2.293)	444	n.s.

35 | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.
In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.
Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[12].
L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2019, anche tramite una pluralità di atti.
Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei	5.750.060
Fondazione Teatro alla Scala	3.082.352
Eni Foundation	732.661
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	264.085
Medici con l'Africa (CUAMM Onlus)	263.308
Monastero delle Clarisse di S. Maria Maddalena in Matelica	200.000
Associazione L'altra Napoli	95.000
Council on Foreign Relations	92.437
Atlantic Council of the United States, Inc.	84.034
World Business Council for Sustainable Development	74.824
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	52.957
Bruegel	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
Center For Strategic & International Studies	29.412
Foreign Policy Association - USA	22.065
The Metropolitan Museum of Art	22.065
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Comune Collesalvetti	15.000
Associazione Canoa Club Livorno	15.000
A.S.D Polisportiva G.S. Rodano	10.000

(12) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

36 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2019.

37 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

38 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per i fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rinvia, per quanto applicabile all'Eni SpA, alla nota n. 41 "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" del bilancio consolidato.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 di Eni SpA che chiude con l'utile di 2.977.726.123,99 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 2.977.726.123,99 euro, che residua in 1.435.896.390,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2019, come segue:
- alla riserva di cui all'art.6, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 856.000 euro;
- agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione quanto al residuo utile dell'esercizio e, per quanto necessario, utilizzando la riserva disponibile. Il dividendo relativo all'esercizio 2019 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,86 euro per azione; il pagamento del saldo dividendo 2019 di 0,43 euro sarà effettuato il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020.

27 febbraio 2020

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,
la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Paola Camagni, Enrico Maria Bignami, Andrea Parolini e Marco Seracini, Sindaci effettivi, nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 aprile 2017 per il triennio 2017-2018-2019, il cui mandato scade con la prossima Assemblea del 13 maggio 2020.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Autodisciplina. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n. 135.
Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2019, il Collegio si è complessivamente riunito 23 volte, sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una singola riunione. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione. Inoltre nel 2019 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo, di cui ha successivamente riferito al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"* (qui di seguito anche le "Segnalazioni"). Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2019: (i) ha partecipato nella sua interezza o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza; (ii) ha partecipato, nell'ambito delle specifiche iniziative di induction e formazione svolte per il Collegio Sindacale e per il Consiglio di Amministrazione, al *field trip* presso la società ADNOC Refining, ad Abu Dhabi, nella quale Eni ha acquisito una partecipazione del 20% nell'ambito di una più vasta strategia di ingresso nei settori upstream e downstream nell'area geografica. Inoltre, in attuazione della raccomandazione contenuta nella Comunicazione Consob del 20 febbraio 1997 che prevede la figura del "Sindaco di Gruppo", ripresa anche dalle *"Norme di comportamento del collegio sindacale di società quotate"*, alcuni Sindaci di Eni SpA sono presenti nei Collegi Sindacali di società controllate ed a controllo congiunto.
In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del luglio 2018 cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 febbraio 2019. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;
- ha valutato positivamente le modifiche proposte al Codice Etico che aggiorna i principi valoriali di Eni allineandoli alla nuova mission della società e collegandoli ai singoli Sustainable Development Goals (SDGs) adottati dalle Nazioni Unite con l'obiettivo di fornire una guida alle persone Eni per orientare i propri comportamenti in coerenza con i valori predetti, fra i quali in particolare l'impegno della società verso uno sviluppo sostenibile;
- ha espresso ai sensi dell'art. 2389, c.3, c.c. parere favorevole al Piano di Incentivazione di lungo termine 2020-2022 proposto dal Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti del 13 maggio p.v. che include fra i beneficiari l'Amministratore Delegato che sarà nominato a seguito dell'Assemblea predetta.

Autovalutazione ed orientamenti del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, e secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio operato.
Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Egon Zehnder) per rafforzarne l'obiettività, ha confermato l'esito positivo del processo di autovalutazione espresso per l'esercizio precedente circa l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio grazie anche alla fluida interazione con l'azione del Consiglio, dei Comitati endoconsiliari e dei Collegi Sindacali delle società controllate. Hanno inoltre contribuito all'efficacia dell'azione del Collegio le iniziative di conoscenza dei singoli business avviate dalla Società. Il Collegio ha altresì svolto i compiti che allo stesso competono quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile e in particolare le specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste a partire dall'esercizio 2017 dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n. 135. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state altresì ripercorse e valutate positivamente le attività svolte in tale ruolo.
Inoltre essendo questo Collegio giunto al termine del suo mandato, in coerenza con quanto auspicato dalle Norme di Comportamento del Collegio

Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e in analogia a quanto previsto dal Codice di Autodisciplina per il Consiglio di Amministrazione, ha redatto il documento *"Orientamenti sulla migliore composizione del Collegio Sindacale di Eni SpA"* che sarà eletto dall'Assemblea di maggio 2020, disponibile sul sito aziendale.
Tale documento intende fornire agli Azionisti una sintesi tratta dall'esperienza del Collegio uscente e dagli esiti dell'autovalutazione circa i requisiti professionali e personali che, oltre a quelli di legge, si sono rivelati essenziali per consentire al Collegio di Eni l'azione di vigilanza efficace ed efficiente che emerge dal documento di autovalutazione. In linea con quanto raccomandato dalle predette Norme di Comportamento, il documento relativo agli Orientamenti agli Azionisti si conclude con la descrizione dell'impegno richiesto al Collegio nel suo complesso, così da consentire la determinazione di un'adeguata remunerazione del Collegio che verrà nominato per il prossimo triennio.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio la società ha acquistato azioni proprie per un controvalore complessivo di 400 milioni di euro in esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea del 14 maggio 2019. L'Assemblea in particolare ha deliberato di autorizzare il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 c.c., ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di 67 milioni di azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a 1,2 miliardi di euro, vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile, fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio, considerando le azioni proprie già in portafoglio al 31 dicembre 2019 Eni SpA detiene n. 61.635.679 azioni proprie pari all'1,70% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 981 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) *"Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate"*, emessa il 18 novembre 2010 e da ultimo aggiornata il 4 aprile 2017, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista, rilevando a questo ultimo proposito le precisazioni che saranno fornite più avanti al punto *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*. Inoltre nella riunione del 16 gennaio 2020, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento, non essendo ancora avvenuta l'emanazione del Regolamento Consob che deve recepire il contenuto della Direttiva UE 2017/828 (cd. "Direttiva Shareholders' Rights II"). Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del Gruppo al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto, acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.
Sempre in data odierna la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale foreign issuer quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.
In data 19 settembre 2019 la Società di revisione legale ha rilasciato il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in pari data.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere

non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto ed agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. A PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni. I servizi consentiti diversi dalla revisione sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale, che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali ha ricevuto aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. Nel corso di tali riunioni e dallo scambio informativo avuto con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Il Collegio Sindacale e la Società di revisione hanno mantenuto continui scambi informativi con riferimento alle difficoltà operative oggettive che si sono manifestate, nel corso delle fasi conclusive delle attività di revisione, in conseguenza dell'aggravarsi dell'emergenza sanitaria Covid-19. In particolare il Collegio Sindacale ha vigilato sugli impatti collegati alle modalità di lavoro "a distanza" attuate dal Revisore, con il supporto delle strutture aziendali. Nelle sezioni *"Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio"* e *"Fattori di rischio ed incertezza"* della Relazione Finanziaria Annuale sono descritte, per quanto al momento ipotizzabili, le possibili implicazioni della crisi determinata dalla diffusione pandemica del virus Covid-19 e della situazione di eccesso di offerta sul mercato petrolifero.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

i. la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;
ii. l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
iii. l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali in particolare è stato rappresentato l'aggiornamento della metodologia di calcolo del WACC, utilizzato per la stima del valore recuperabile degli asset secondo quanto previsto dallo IAS 36. L'aggiornamento è coerente con il documento *"Analisi della metodologia di impairment test ai sensi del documento Consob/ISVAP/Banca d'Italia del 3 marzo 2010"* approvato dal Consiglio di Amministrazione il 27 febbraio u.s.;
iv. l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e per quelle non significative rilevate sono definite le relative azioni correttive;
v. esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2018 – istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale – dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;
vi. l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:
   - monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti delle attività di Risk Assessment 2019 del portafoglio complessivo dei rischi Eni sulla base di un processo che ha coinvolto 95 società controllate in 37 Paesi. In particolare è stato fornito un focus sulle principali azioni di monitoraggio e di mitigazione attuate su alcuni Top Risk, tra cui quelli legati a tematiche Paese (instabilità politica e sociale, rischio geopolitico, credit&financing risk e global security risk), il rischio relativo ai Contratti Long Term di GLP, i rischi legati all'evoluzione normativa (rischio regolatorio Gas & Power e normativa HSE) e infine, i rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica sia in un'ottica operativa di breve termine, sia in una vista strategica di medio/lungo termine. Il Collegio Sindacale è stato altresì informato in merito all'incremento del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano, incluso tra i Top Risk Eni nei primi mesi del 2020 in considerazione dell'emergenza sanitaria del Covid-19 e della situazione di oversupply del mercato petrolifero;
   - esiti delle analisi "What if" sul rischio Paese, con focus sul rischio security in Libia, e sul rischio connesso a ritardo nell'ottenimento dei permessi da ricevere da parte delle autorità (cd. "Permitting"), con focus sull'Italia, volte a verificare la capacità di risposta operativa in scenari peggiorativi o particolarmente avversi, nonché la resilienza economico-finanziaria;
   - attività evolutive svolte in materia di rischi e specificamente: (i) nuovo modello di scoring per l'"Integrated Country Risk" sul rischio Paese complessivo secondo la specifica valutazione di Eni; (ii) analisi e monitoraggio del digital de-risking con misurazione degli effetti tramite KPI; (iii) metodologia di valutazione quantitativa degli impatti del cyber risk (Cyber Loss Scenario);
vii. l'esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno delle MSG relative agli Ambiti di Compliance presidiati;
viii. l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla Direzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la

valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che sulla base di quanto rilevato *"non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Eni nel suo complesso"*;

ix le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri Stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla Direzione Affari Legali secondo la sistematicità prevista dalla normativa aziendale;

x l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione *"Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione"* della presente Relazione;

xi gli scambi informativi con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c. 1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management per l'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;

xii la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;

xiii il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione *"Contenziosi"* della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- quello relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane. Il processo ha concluso la fase dibattimentale presso la X sezione penale del Tribunale di Milano nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, di due funzionari Eni oltrechè di terzi. In relazione a questa vicenda il Collegio Sindacale, insieme all'Organismo di Vigilanza, ha conferito ad un primario studio internazionale indipendente da Eni ed esperto di anticorruzione l'incarico di verificare, sulla base delle informazioni disponibili, eventuali evidenze di comportamenti corruttivi riconducibili ad Eni. Al termine dell'incarico affidato nel 2014 e rinnovato nel 2017 in occasione delle ulteriori informazioni resesi disponibili con la chiusura delle indagini, come già evidenziato nella Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dello scorso anno, il consulente ha confermato che dalle analisi svolte non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società o ad essa riconducibili;
- il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nel 2017 nei confronti, oltrechè della persona giuridica di Eni SpA, tra gli altri, dell'ex Chief Development, Operation & Technology Officer Eni, di un altro dipendente Eni e di due ex dipendenti per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner locali in relazione al rinnovo di alcuni titoli minerari negli anni 2013, 2014 e 2015. Con riferimento a tale procedimento, ancora nella fase di indagini preliminari, in data 7 maggio 2018 il Collegio Sindacale ha affidato, congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e con l'Organismo di Vigilanza, un primo incarico *forensic* per la verifica dei fatti oggetto di indagine. Tale verifica si è conclusa in data 12 aprile 2019 con l'emissione di una Relazione finale che non rileva evidenze di commissioni di reati a danno o a favore di Eni. Tale rapporto è stato inviato alle Autorità inquirenti ed alla Consob in data 20 maggio 2019. Successivamente, da atti notificati dalla Procura di Milano il 26 settembre 2019, trasmessi dalla Società alla Consob il 4 ottobre 2019, è emerso che l'Amministratore Delegato, insieme al coniuge, è oggetto di indagine per "omessa comunicazione di conflitto di interessi" ex art. 2629 bis del codice civile in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune controllate Eni operanti in Africa, in particolare Eni Congo, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge della proprietà di una quota della Petroserve Holding BV durante il periodo predetto. I rapporti con la Petro Services Congo, e più in generale con le altre società del gruppo Petroserve che hanno agito quali fornitori con il gruppo Eni, sono stati oggetto di verifica da parte dei consulenti esterni ed indipendenti nel rapporto citato. Tale rapporto, pur evidenziando alcune criticità rilevanti ai fini del sistema di controllo, progressivamente recuperate da successive azioni correttive, non ha riscontrato condotte volte a favorire il gruppo Petroserve e/o a danno di Eni. Con riferimento a tale vicenda il Collegio Sindacale ha assunto le seguenti iniziative di vigilanza di cui è stata assicurata una continua informativa alla Consob:
  - ha acquisito la dichiarazione resa dall'Amministratore Delegato nell'ottobre 2019, in Consiglio di Amministrazione, che esclude ogni conoscenza di eventuali interessi del coniuge in società legate ad attività Eni. Inoltre il Collegio ha esaminato le parti correlate periodicamente comunicate dall'Amministratore Delegato, da ultimo a febbraio 2020, rilevando alcune incoerenze, che non appaiono rilevanti ai fini della vicenda in oggetto, tra le parti correlate comunicate periodicamente e quelle di cui alla dichiarazione dell'ottobre 2019;
  - ha acquisito la disponibilità dell'Amministratore Delegato di mettere a disposizione della Società tutta la documentazione fornita dalla Procura a seguito della richiesta di riesame dell'atto notificato il 26 settembre 2019, rinunciando alla riservatezza consentita dal diritto di difesa;
  - a seguito della messa a disposizione della documentazione predetta, insieme al Comitato Controllo e Rischi e all'Organismo di Vigilanza ha affidato ai consulenti già incaricati del primo rapporto un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte alla luce della ulteriore documentazione resasi disponibile nell'ambito del Procedimento. Il secondo rapporto dei consulenti, sebbene ancora preliminare e suscettibile di modifiche in particolare per la limitata percentuale di documentazione disponibile già analizzata, consegnato alla Società nel mese di febbraio 2020 e inviato alla Consob, integra le conclusioni raggiunte dal primo rapporto relativamente: (i) alla verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato (allora Direttore Generale) di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni a partire dal 2009; (ii) all'assenza di riscontri idonei a smentire la dichiarazione resa dall'Amministratore Delegato nell'ottobre 2019 circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge in società legate ad attività o a rapporti con Eni; (iii) al riscontro di alcu-

ni comportamenti di altri dipendenti coinvolti nell'indagine in contrasto con le normative aziendali che proibiscono interessi contigui o confliggenti con quelli di Eni;

- il procedimento su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria relativamente al quale è intervenuta la sentenza di secondo grado, che oltre a confermare quella di primo grado, assolvendo, tra gli altri, perché il fatto non sussiste, Eni, il suo Amministratore Delegato pro tempore, ed i due funzionari Eni coinvolti, assolve per lo stesso motivo anche la Saipem ed i suoi funzionari precedentemente condannati in primo grado;
- le indagini in corso da parte della Procura della Repubblica di Milano che in un primo tempo hanno coinvolto, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, l'ex Chief Legal and Regulatory Officer e l'ex Chief Upstream Officer per diverse ipotesi di reato, fra le quali anche quello associativo, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. A questo proposito il Collegio Sindacale ha proseguito l'attività di vigilanza avviata nel 2018, anche con il supporto di consulenti esterni incaricati dalla Società, con particolare riferimento al processo di *legal procurement*, estendendola, sulla base dei rapporti dell'Internal Audit, al processo di *trading* nell'ambito del quale sono avvenute operazioni con una controparte asseritamente ricondotta all'ex legale esterno oggetto del procedimento. Nei confronti di tale controparte sono state praticate condizioni irragionevolmente favorevoli in contrasto con le normative aziendali. Il Collegio Sindacale d'intesa con il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari, ha condiviso l'iniziativa del revisore legale di verifica se tali condizioni fossero riscontrabili anche nei confronti di altre controparti oltre a quella ricondotta all'ex consulente legale esterno. Dall'attività del revisore non sono emerse altre controparti nei cui confronti siano state applicate condizioni analoghe. Pertanto l'allontanamento dei dipendenti che hanno agito nei confronti dell'unica controparte predetta oltre ad alcuni interventi migliorativi sul processo di trading si configurano come una risposta adeguata del sistema di controllo interno. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob alla quale il Collegio ha fornito un costante aggiornamento della propria attività di vigilanza. A seguito di successivi atti notificati il 23 gennaio u.s. è emerso il coinvolgimento nelle indagini di tre funzionari che attualmente ricoprono i ruoli di Chief Services & Stakeholder Relations Officer, Executive Vice President Assistenza Legale Penale e HSE e di Senior Vice President Security. Il Collegio, dopo aver acquisito la documentazione processuale messa volontariamente a disposizione anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti, ha affidato, insieme al Comitato di Controllo e all'Organismo di Vigilanza agli stessi consulenti già incaricati nel 2018 un nuovo incarico per l'esame della documentazione predetta al fine di descrivere e riassumere i fatti alla base delle ipotesi di reato contestate, nonché elementi fattuali e condotte da approfondire circa l'esistenza di eventuali criticità sostanziali o possibili carenze del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del modello di organizzazione e di gestione dei rischi ex D.Lgs. n. 231/2001. Per una più dettagliata descrizione di tale procedimento si rinvia alla sezione Contenziosi della Relazione Finanziaria Annuale;
- il procedimento penale pendente innanzi alla Procura di Roma avente ad oggetto il reato associativo relativo ad una "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. In merito a tale procedimento il Collegio, anche mediante incontri con le strutture aziendali competenti, ha vigilato sugli interventi organizzativi e procedurali attuati dalla Società per il rafforzamento dei processi di business coinvolti nelle attività di movimentazione dei prodotti delle raffinerie e dei depositi. Il procedimento si è recentemente concluso in sede di udienza preliminare con sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale, verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e del Risk Management Integrato, così come previsto dall'art. 14 del codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura *"Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"*, da ultimo il 4 aprile 2019, in sostituzione della previgente procedura approvata dal Collegio il 4 aprile 2017. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno e gestione dei rischi (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi) o altre materie in violazione del Codice Etico inoltrate da persone Eni e terzi, anche in forma confidenziale o anonima. La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa.
A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2019 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2019 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 68 fascicoli di segnalazioni (81 nel 2018), di cui n. 60 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (69 nel 2018) e 8 relativi ad altre materie (12 nel 2018). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2019 sono stati chiusi n. 74 fascicoli (79 nel 2018), di cui n. 67 (65 nel 2018) afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 7 (14 nel 2018) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 67 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindaca-

le dall'Internal Audit è risultato che 15 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (11 nel 2018), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 28 fascicoli (26 nel 2018) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 24 fascicoli (28 nel 2018), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2019, restavano aperti n. 15 fascicoli (21 al 31 dicembre 2018), di cui n. 13 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (20 al 31 dicembre 2018) e 2 relativi ad altre materie (1 nel 2018). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2019, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.
Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successivamente modificato con delibera n. 21028 del 3 settembre 2019), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2019, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.
Infine, nell'ambito di quanto previsto dall'articolo 151, comma 2, del TUF, il 14 novembre 2019 il Collegio Sindacale di Eni ha organizzato un incontro con i Sindaci delle società controllate e quelli di nomina Eni delle collegate per un confronto sulle modalità di esercizio dell'attività di controllo nella specifica realtà del Gruppo.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi sono pervenute n. 8 denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile da parte di alcuni azionisti. Le denunce hanno avuto ad oggetto vicende collegate ai principali procedimenti giudiziari illustrati nella Relazione Finanziaria Annuale la cui evoluzione è oggetto di continuo monitoraggio da parte del Collegio Sindacale come rappresentato nella sezione *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"* della presente Relazione. Il Collegio ha approfondito le denunce ricevute anche mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti e, ad esito di tali approfondimenti, delle irregolarità riscontrate si dà atto nella presente relazione nel paragrafo *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*. Per quanto non menzionato nella presente relazione il Collegio non ha riscontrato, allo stato, elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate.
Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2019 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

2 aprile 2020

Rosalba Casiraghi

Enrico Maria Bignami

Paola Camagni

Andrea Parolini

Marco Seracini

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2019.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

27 febbraio 2020

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi
Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer e
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Relazione della Società di revisione

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045826300 1 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

pwc

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Primo anno di revisione contabile	
L'assemblea dei soci del 10 maggio 2018 ci ha conferito l'incarico di revisione legale sul bilancio d'esercizio di Eni SpA. Trattandosi del primo anno di revisione, nell'ambito delle attività da noi svolte ha assunto particolare rilevanza la comprensione della Società, del Gruppo Eni e del suo contesto operativo, con particolare riguardo alla specifica regolamentazione che norma i settori in cui opera, i rischi correlati, i processi e le policy aziendali poste a presidio di tali rischi.	In conformità con il principio di revisione di riferimento (ISA Italia 510 - Primi incarichi di revisione contabile - Saldi di apertura), sono state svolte analisi specifiche sui saldi di apertura al fine di stabilire se gli stessi contenessero errori significativi che potessero influire sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 e se i principi contabili adottati per la determinazione dei saldi di apertura fossero appropriati e coerenti con quelli adottati per la predisposizione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019. Nello svolgimento delle nostre procedure di revisione abbiamo effettuato molteplici incontri con i principali referenti aziendali con particolare focus sulla comprensione dell'organizzazione, del sistema di controllo, del contesto normativo e regolamentare di riferimento. Le nostre procedure di revisione si sono focalizzate sulla comprensione delle politiche contabili adottate dalla Società attraverso la lettura del manuale contabile ed il confronto con i principali referenti aziendali in relazione alle specifiche tematiche di settore oltre all'acquisizione di supporti documentali e all'analisi dei razionali sottostanti le principali scelte contabili adottate nell'ambito del bilancio d'esercizio dell'esercizio precedente. Abbiamo inoltre avuto accesso e analizzato le carte di lavoro del precedente revisore relative al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre

pwc

2018. In particolare, con esso, abbiamo discusso la metodologia di revisione adottata, la materialità applicata, le analisi svolte in relazione alle scelte contabili adottate dalla Società nonché le risultanze emerse dal lavoro di revisione svolto.

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 22 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio

Le voci Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 2.681 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal)* E&P per Euro 293 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 1.160 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2019 ammonta ad Euro 2.473 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2019 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 537 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio, sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
(ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dell'Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo

Al 31 dicembre 2019 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 270 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
(iv) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
(v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
(vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

Le nostre procedure di revisione hanno incluso, tra l'altro, l'analisi della documentazione predisposta dalla Società a supporto della valutazione delle riserve di idrocarburi e dell'*impairment* test, l'analisi della ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti, nonché l'analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici della Società che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Società.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;
(ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti;
(iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni della Società coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury* ci hanno supportato inoltre (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity e dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iii) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

pwc

	Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.
Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale	
Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio d'esercizio	
La Società è interessata da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*OPL 245 Nigeria* e l'*Indagine Congo*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*. Per i citati procedimenti la Società non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile o l'entità dell'eventuale stanziamento non è al momento determinabile in modo attendibile. La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti rappresenta un complesso processo valutativo che comporta l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella formazione dell'informativa fornita in bilancio. Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.	Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui la Società è coinvolta, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa. In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti. In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione dell'esito atteso dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso: • Esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dalla Società e/o dai suoi organi di governance. • Esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni della Società, con la funzione di Internal Audit, con

pwc

la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi.
• Esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti.

Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Altri aspetti

Il bilancio d'esercizio della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.
Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

pwc

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 [e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98]

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2019, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2019 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2019 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 2 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti tenutasi il 13 maggio 2020 ha assunto le seguenti deliberazioni:

- approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 di Eni SpA che chiude con l'utile di 2.977.726.123,99 euro;
- attribuzione dell'utile di esercizio di 2.977.726.123,99 euro, che residua in 1.435.896.390,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2019, come segue:
  - alla riserva di cui all'art. 6, comma 2, del D.lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 856.000 euro;
  - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione quanto al residuo utile dell'esercizio e, per quanto necessario, utilizzando la riserva diponibile. Il dividendo relativo all'esercizio 2019 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,86 euro per azione;
  - il pagamento del saldo dividendo 2019 di 0,43 euro per azione il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020.

Allegati
2019

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

371 | ALLEGATI

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2019 372

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019 372

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio 395

Allegato alle Note del bilancio di esercizio 396

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione 401

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2019

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2019

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 Dicembre 2019, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.
Al 31 Dicembre 2019, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	**29**	**147**	**176**						
Imprese consolidate joint operation				**6**	**5**	**11**			
Partecipazioni di imprese consolidate[b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	33	36	18	45	63			
Valutate al costo rettificato per perdite di valore	5	6	11	2	30	32			
Valutate al fair value							2	21	23
	8	**39**	**47**	**20**	**75**	**95**	**2**	**21**	**23**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate	1	1	2						
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
	1	**1**	**2**		**4**	**4**			
Totale	**38**	**187**	**225**	**26**	**84**	**110**	**2**	**21**	**23**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e al costo rettificato per perdite di valore riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: (a) Sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia. (b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e cessione di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 Dicembre 2019, Eni controlla cinque società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato. Di queste 5 società, 4 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni, 1 società non è soggetta a imposizione in Italia per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate. Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2019 saranno oggetto di revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 1,70 68,20

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.877.600	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd(2)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	13.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrain	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(2) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.006	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Indonesia Ots 1 Ltd	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US LIc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni RAK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		P.N.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10		P.N.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd(2)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd(2)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.(2) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila (AQ)	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México, S. de RL de CV	Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shangai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis México S. de R.L. de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazone)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	Agi SpA Soci Terzi	55,21 44,79		Co.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0[a]	D-Share SpA	100,00		
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Houston (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Eni Rewind SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
Eni Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Energy Activities Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rewind SpA (ex Syndial Servizi Ambientali SpA)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	425.343.731,50	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arm Wind Llp	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	7.963.200.000	Windirect BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	136.000.000	Eni International BV Eni Oil Hold. BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00		P.N.
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.
Windirect BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	10.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mozambique Rovuma Venture SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	35,71	J.O.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	9.952.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Fedynskmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company Llp(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co WII	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0[a]	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleiha Petroleum Company(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0[a]	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00		
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Rovuma LNG Investments (DIFC) Ltd	Maputo (Mozambico)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tecninco Engineering Contractors Llp(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi AS(†)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
VIC CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mariconsult SpA(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Transmed SpA(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62(a)	J.O.
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA(†)	Ampelokipi Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd(†)(3)	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Unión Fenosa Gas SA(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(3) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.
(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Termica Milazzo Srl(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20.00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	1.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20.00 80,00		P.N.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoil SA(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120,867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrìca SpA(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	33,11 4,61 62,28		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	401.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Zeal Ltd(†)	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc[a]	Wilmington (USA)	USA	USD	115.000.519	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc[b]	Somerville (USA)	USA	USD	50.889.548,24	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.
Saipem SpA[#][†]	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54[c] 1,46 68,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ayla Energy Ltd[†]	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Grid Edge (Private) Ltd[†]	Saddar Town - Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.200.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA[†]	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Solenova Ltd[†]	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	20.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) La percentuale di possesso non è determinabile. Il capitale sottoscritto da da Eni Next Llc ammonta a $50 milioni
(b) La percentuale di possesso non è determinabile. Il capitale sottoscritto da da Eni Next Llc ammonta a $15 milioni.
(c) Quota di Controllo: Eni SpA 30,99
Soci Terzi 69,01

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	20,00 80,00	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	367.278.503,01	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0[a]	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA[4]	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	5.665.329	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0[a]	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.
(4) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 10)

Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	**Amsterdam**	Refining & Marketing	Rilevanza
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	**Buenos Aires**	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Bahrain BV	**Amsterdam**	Exploration & Production	Rilevanza
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	**Saddar Town-Karachi**	Altre attività	Costituzione
Eni RAK BV	**Amsterdam**	Exploration & Production	Costituzione
Eni West Ganal Ltd	**Londra**	Exploration & Production	Costituzione
SEA SpA	**L'Aquila**	Gas & Power	Acquisizione
Versalis Congo Sarlu	**Pointe-Noire**	Chimica	Rilevanza
Eni Energy Solutions BV	**Amsterdam**	Altre attività	Costituzione
Petroven Srl	**Genova**	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo

IMPRESE ESCLUSE (N. 9)

Agip Oil Ecuador BV	**Amsterdam**	Exploration & Production	Cessione
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	**Roma**	Corporate e Società finanziarie	Cancellazione
Eni Denmark BV	**Amsterdam**	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni India Ltd	**Londra**	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Iran BV	**Amsterdam**	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Liberia BV	**Amsterdam**	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Portugal BV	**Amsterdam**	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Ukraine Llc	**Kiev**	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni USA R&M Co Inc	**Wilmington**	Refining & Marketing	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Petroven Srl	**Genova**	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo

ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2019

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma
In data 28 febbraio 2019, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €7.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €6.816.018 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €44.292.827, e ha deliberato di accantonare €196.019 a riserva indisponibile, e di distribuire un dividendo di €44.000.000, pari a €0,44 per azione, portando a nuovo la quota restante di €96.808. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €14.000.000, in data 14 giugno 2019, una seconda tranche pari a €15.000.000 in data 13 settembre 2019 ed una terza tranche, pari a €15.000.000, in data 12 dicembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA (in liquidazione) – Roma
Nel corso del 2019, sono divenuti effettivi gli esiti della delibera Assembleare del 18 dicembre 2018 relativi all'approvazione del bilancio finale di liquidazione e del piano di riparto.
In data 22 maggio 2019 Eni ha incassato la quota di propria spettanza di disponibilità liquide pari ad €202.269.044,38, al netto dei crediti fiscali ricevuti pari a €1.458.066,26.
L'impresa è stata cancellata dal registro delle imprese in data 29 agosto 2019.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €175.693.240,16 e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di €175.336.000, pari a €8,68 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €357.240,16. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €138.806,74 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €120.000, pari a €0,03 per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di €11.866,40. Eni ha incassato il dividendo in data 24 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Energia Srl – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €68.515 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato l'apporto, a titolo di contribuzione in conto capitale, di €200.000 da imputare alle altre riserve del patrimonio netto. Eni ha versato la somma di €200.000 in data 11 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €10.000, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.

Eni Energy Activities Srl – San Donato Milanese
In data 10 dicembre 2019 è stata costituita la società Eni Energy Activities Srl con un capitale sociale di €50.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €50.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €200.000, di cui €50.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €150.000 da destinarsi ad altre riserve.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €50.000, pari al 100% del capitale sociale di €50.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di $114.744.868 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo. L'Assemblea straordinaria del 20 maggio 2019 ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di $108.977.128,96 utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a $36.630.063,68 in data 12 giugno 2019. L'Assemblea straordinaria del 19 luglio 2019 ha deliberato la riduzione del capitale sociale da $2.474.225.632 a $1.480.365.336 tramite la riduzione del valore nominale di ciascuna delle 6.950.072 azioni da $356 a $213, con rimborso agli azionisti in proporzione del numero di azioni della società da essi posseduto. Eni ha incassato la quota di propria spettanza, pari a $334.062.443, in data 30 settembre 2019. L'Assemblea ha altresì deliberato la modifica della denominazione sociale da "eni finance international" a "Eni Finance International".
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di $213, pari al 33,61262% del capitale sociale di $1.480.365.336.

Eni Fuel SpA – Roma
L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €9.187.803 e ha deliberato, previo

accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite degli esercizi precedenti di €70.394 e di distribuire un dividendo di €8.500.000, pari a €0,1442 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €158.019. Eni ha incassato il dividendo in data 17 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni gas e luce SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 17 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €40.915.205,23 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite degli esercizi precedenti per €38.869.444,97.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 750.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €750.000.000.

Eni Gas Transport Services Srl – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €50.195,75 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €47.688 utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di esercizi precedenti per €3,90 portando a nuovo l'utile residuo di €1,86. Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in una quota pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Designated Activity Company – Dublino (Irlanda)
L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €48.771.309,04 e ne ha deliberato la distribuzione agli azionisti a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 7 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di $5.030.552 migliaia e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 29 maggio 2019 ha deliberato la distribuzione di $5.030.552 migliaia a valere sulle riserve di utili di esercizi precedenti, prevedendone la distribuzione, in una o più tranche, entro il 31 dicembre 2019. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2019. L'Assemblea del 16 dicembre 2019 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di $1.750.000 migliaia a valere sulle riserve di utili di esercizi precedenti e l'aumento del capitale di $1.750.000 migliaia, a titolo di sovraprezzo; Eni ha incassato il dividendo in data 18 dicembre 2019. In pari data, Eni ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di $1.750.000 migliaia a titolo di sovraprezzo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di £926.115 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di $352.644.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela
L'Assemblea del 18 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €1.176.296,34 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 18 dicembre 2019 ha deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale per €80.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in pari data.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €3.714.857,73 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per €12.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in data 19 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €2.317.047,41 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 9.296 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €9.296.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)
L'Assemblea del 22 ottobre 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di $457.777.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di $50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di $156.600.000.

Eni Rewind SpA (ex Syndial Servizi Ambientali SpA) – San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2019, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €203.675.733,29 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'azzeramento della "Riserva piano di incentivazione di lungo termine" di importo pari a €54.558,00, della "Riserva variazione fair value partecipazioni minoritarie" di importo pari a €70.876,79, della "Riserva IFRS9 First time application" di importo pari a €4.348.597,78 e mediante la riduzione del capitale sociale da €425.647.621,42 a

€226.445.920,70. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €226.445.920,70 a €425.343.731,50 mediante l'emissione di n. 1.591.195.216 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 16 aprile 2019, Eni ha sottoscritto n. 1.591.194.714 azioni prive di indicazione del valore nominale. In pari data, Eni ha versato €198.897.748,06 a completa liberazione delle azioni sottoscritte e €2.657.026 a copertura della "Riserva da rivalutazione dei piani a benefici definiti a dipendenti". In data 22 maggio 2019, Eni ha sottoscritto n. 470 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €58.75. L'Assemblea straordinaria del 22 ottobre 2019 ha approvato la modifica della denominazione sociale in "Eni Rewind SpA", con decorrenza dal 1° novembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è variata da n. 1.591.194.714 azioni a n. 3.182.389.898 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99998% del capitale sociale di €425.343.731,50.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €812.633,26 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA - Roma
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €20.894.713,97 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 60.036.650 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €258.098,87 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA (in liquidazione) – San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio finale di liquidazione al 31 dicembre 2018 che chiude con un utile di €53.587,25, il piano di riparto e la richiesta di cancellazione della società dal registro delle imprese.
In data 28 giugno 2019 Eni ha incassato la quota di propria spettanza di disponibilità liquide pari ad €108.271,57 al netto dei crediti fiscali ricevuti pari a €292.788.
L'impresa è stata cancellata dal registro delle imprese in data 24 settembre 2019.

EniPower SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 17 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €88.369.683,21 e ha deliberato di distribuire agli azionisti previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di €113.393.741,88, pari a €0,12 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €29.442.542,83. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di € 1 pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniProgetti SpA – Venezia
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €2.549.277,28 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €996.000, pari a €2,49 per azione, di destinare €1.550.878,33 a copertura delle perdite per pari importo degli esercizi precedenti e di portare a nuovo l'utile residuo di €2.398,95. Eni ha incassato il dividendo in data 25 ottobre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

EniServizi SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €748.443,76 e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo della riserva di utili portati a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Floaters SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €17.367.016,28 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €26.015.600, pari a €0,13 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €8.648.583,72. Eni ha incassato la quota di propria spettanza in data 23 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €9.433.626,16 e ha deliberato di attribuire l'importo di €1.724.535,67, pari alla differenza tra la suddetta perdita consuntivata nel bilancio di esercizio e la perdita d'esercizio stimata al 30 settembre 2018 di €11.158.161,83, già coperta mediante intervento sul capitale deliberato dall'assemblea del 12 dicembre 2018, per €1.723.879,11 alla riserva copertura perdite future e per € 656,56 a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 7.518 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €7.518.000

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €42.205.549,77 e ha deliberato la copertura delle perdite degli esercizi precedenti di €24.158.288,96 e, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €17.127.990,00, pari a €0,0711 per azione, portando a

nuovo l'utile residuo di €16.907,77. Eni ha incassato il dividendo in data 26 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela
In data 21 febbraio 2019, Eni ha operato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €80.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €128.241.096,84 e ha deliberato di coprire la perdita, unitamente alla perdita portata a nuovo di esercizi precedenti di €145.021,90, per un totale complessivo di €128.386.118,74, mediante l'utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite future.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Serfactoring SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €212.359,01 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €210.000, pari a €0,21 per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di €2.359,01. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €102.900 in data 16 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 490.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 49% del capitale sociale di €5.160.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €7.699.998,13 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo delle riserve disponibili per €693.896,77, in particolare mediante utilizzo della riserva ex articolo 13 del D.Lgs. 124/1993 per €2.106 e della riserva legale per €691.790,77. L'Assemblea ha altresì deliberato di costituire una riserva per copertura perdite di €8.000.000 e di coprire la perdita residua di €7.006.101,36 mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite. In pari data, Eni ha versato €8.000.000.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con un utile di €13.018 e ne ha deliberato il riporto a nuovo previo accantonamento alla riserva legale.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 2 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €3.048.587,40 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,19, pari al 99,96413% del capitale sociale di €13.877.600.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €51.481.704,68 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €51.482.000, pari a €468,87 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €446,80 e portando a nuovo l'utile residuo di €151,48. Eni ha incassato il dividendo in data 15 aprile 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €355.152.443,12 e ha deliberato, la copertura parziale della perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite per €31.737.193,98 e il riporto a nuovo della perdita residua di €323.415.249,14.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2019

Mariconsult SpA – Milano
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €297.525,43 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €297.520, pari a €148,76 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €5,43. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €148.760 in data 24 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Norpipe Terminal Holdco Limited – Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di Amministrazione del 28 marzo 2019, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di £12.905.000 e ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per £1.336.502. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £189.793 in data 15 aprile 2019. Il Consiglio di Amministrazione del 12 luglio 2019 ha deliberato la distribuzione di un secondo interim dividend per £5.457.382. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £774.988 in data 15 luglio 2019. Il Consiglio di Amministrazione dell'11 dicembre 2019 ha deliberato la distribuzione di un terzo interim dividend per £6.682.508. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £948.916 in data 27 dicembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 790.804 azioni del valore nominale di £0,00001, pari al 14,20073% del capitale sociale di £55,69.

Saipem SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 30 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con una perdita di €325.928.738,55, e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo delle riserve disponibili.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 308.767.968 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino
L'Assemblea del 24 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €502.806 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €480.000, pari a €80 per azione, accantonando la quota residua alla riserva straordinaria. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €120.000 in data 20 dicembre 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Transmed SpA – Milano
L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €9.903.362,33 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €9.831.624, pari a €40,9651 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €40,33. L'Assemblea ha altresì deliberato l'accantonamento della riserva ex art. 2426, comma 8 bis del Codice Civile per €71.698. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.915.812 in data 24 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea del 17 luglio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di $16.717.928 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di $16.717.928, pari a $16,21526 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di $8.358.964 in data 29 luglio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di $10, pari al 50% del capitale sociale di $10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 22 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con una perdita di €55.008.456,09 e ha deliberato di coprire parzialmente la perdita mediante utilizzo per €21.625.603,02 delle riserve disponibili, portando a nuovo la perdita residua di €33.382.853,07.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

Imprese joint operation al 31 dicembre 2019

Mozambique Rovuma Venture SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €22.835.084,17, di cui €23.004.326,88 relativi alla perdita della gestione ordinaria e €169.242,71 relativi all'utile della gestione "Patrimonio Destinato" e ha deliberato di coprire la perdita di €23.004.326,88 della gestione ordinaria mediante l'utilizzo di parte della riserva in conto capitale per pari importo e di riportare a nuovo l'utile di competenza del Patrimonio Destinato pari a €169.242,71.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 7.142.857 azioni del valore nominale di €1, pari al 35,714285% del capitale sociale di €20.000.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo
L'Assemblea del 15 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €6.838.243 e ha deliberato di coprire le perdite degli esercizi precedenti di €6.690 e di distribuire un dividendo di €12.000.650, pari a €3,89 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €5.169.097. Eni ha incassato la quota di propria spettanza di €8.400.455 in data 31 maggio 2019.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
Tipologia di servizi	**Società capogruppo**	**Società controllate[1]**	**Gruppo Eni**	**Società capogruppo**	**Società controllate[1]**	**Gruppo Eni**	**Società capogruppo**	**Società controllate[1]**	**Gruppo Eni**
Revisione legale dei conti	7.490	2.128	9.619	-	5.834	5.834	7.490	7.962	15.453
Servizi di attestazione	96	70	166	-	130	130	96	199	295
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	847	21	868	-	177	177	847[2]	199[3]	1.045
Totale corrispettivi	**8.433**	**2.219**	**10.652**	**-**	**6.141**	**6.141**	**8.433**	**8.360**	**16.793**

(1) Si intendono: (i) società controllate, di cui alla Direttiva Trasparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili e (ii) società collegate e a controllo congiunto (joint ventures), rilevanti ai fini SEC che rispettano i parametri ai fini dell'indipendenza secondo la normativa statunitense.
(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi, alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe e alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(3) Gli altri servizi di revisione forniti dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui riaddebiti dei costi.

Eni SpA

Sede Legale
Piazzale Enrico Mattei,1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2019: € 4.005.358.876,00 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Altre Sedi
Via Emilia,1 - San Donato Milanese (MI) - Italia
Piazza Ezio Vanoni,1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti
eni.com
+39-0659821
800940924
segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni,1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investorrelations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione
K-Change - Roma

Stampa
Tipografia Facciotti - Roma

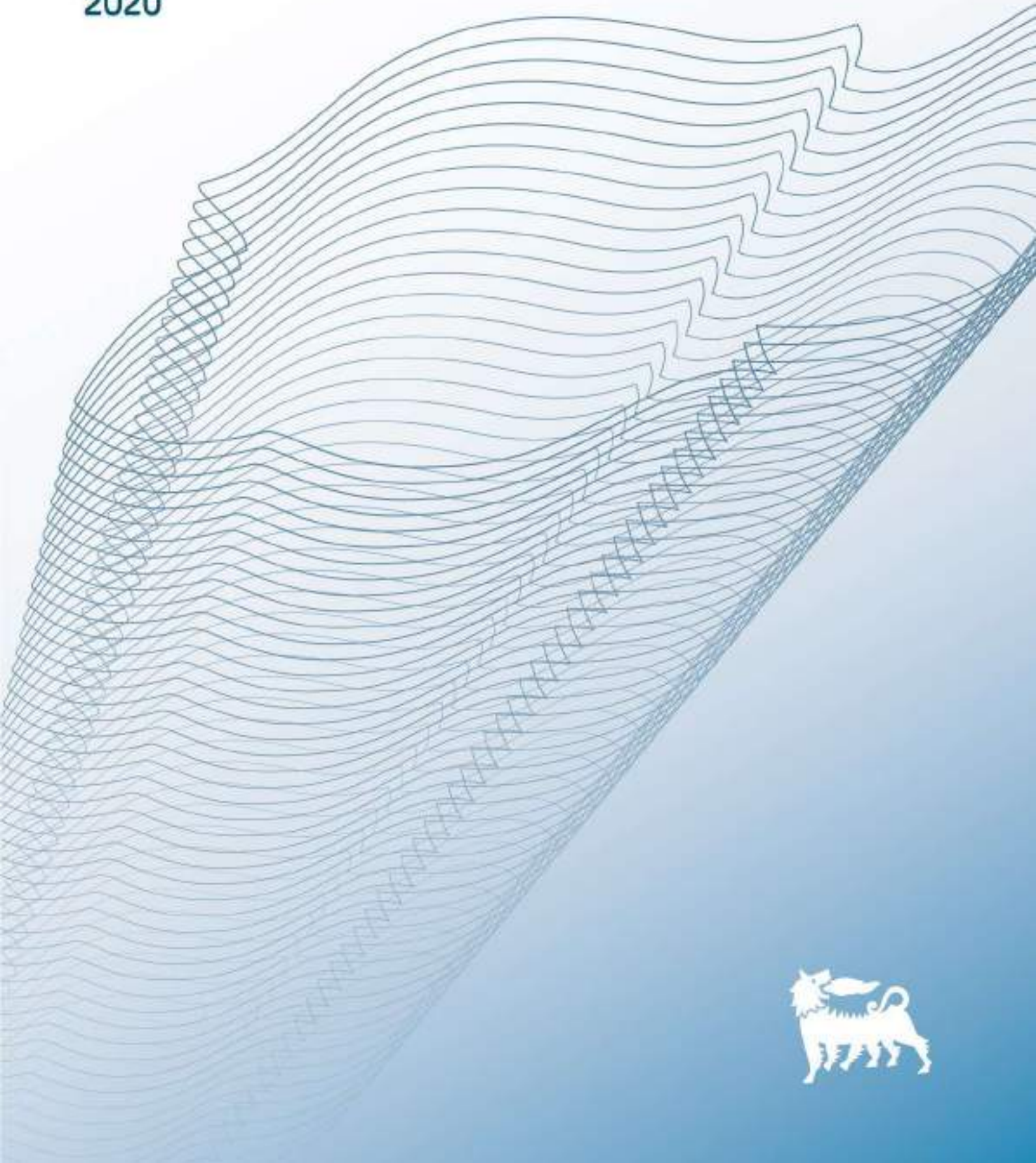
Eni SpA
Chief Financial Officer
Francesco Gattei

Stampato su carta Fedrigoni Arena


00241

Eni

Relazione
Finanziaria
Annuale
2020



La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.
13 15 Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa,
con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
7 12 e promuovere l'accesso alle risorse energetiche
in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
9 Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione.
Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
5 10 Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità
come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità.
Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
17 Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità
che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La presente Relazione sulla gestione include la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di informazioni non finanziarie, relativa ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta alla corruzione. La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati sono definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), su cui la DNF è sottoposta a limited assurance. Inoltre, sono state considerate le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) e le metriche Core del World Economic Forum (WEF).

Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2020 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.

La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



Eni

Relazione Finanziaria Annuale 2020

1	**RELAZIONE SULLA GESTIONE**	**1**
	Attività	2
	Modello di business	4
	Approccio responsabile e sostenibile	6
	Lettera agli azionisti	8
	Eni in sintesi	14
	Attività di stakeholder engagement	18
	Strategia	20
	Risk Management Integrato	26
	Governance	32
	Andamento operativo	
	Natural Resources	40
	Exploration & Production	42
	Global Gas & LNG Portfolio	66
	Attività ambientali	70
	Energy Evolution	72
	Refining & Marketing e Chimica	74
	Eni gas e luce, Power & Renewables	82
	Commento ai risultati e altre informazioni	
	Commento ai risultati economico-finanziari	88
	Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	114
	Fattori di rischio e incertezza	122
	Evoluzione prevedibile della gestione	147
	Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)	148
	Altre informazioni	194
	Glossario	195
2	**BILANCIO CONSOLIDATO**	**198**
3	**BILANCIO DI ESERCIZIO**	**344**
4	**ALLEGATI**	**436**

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Attività



Le attività di Eni: la catena del valore

Eni è un'azienda globale dell'energia, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai clienti retail e business e ai mercati locali. Per assorbire le emissioni residue saranno implementate sia iniziative di cattura e stoccaggio della CO_2, sia progetti di conservazione delle foreste (iniziative REDD+).

Competenze consolidate, tecnologie e distribuzione geografica degli asset sono le leve di Eni per rafforzare la sua presenza lungo la catena del valore.

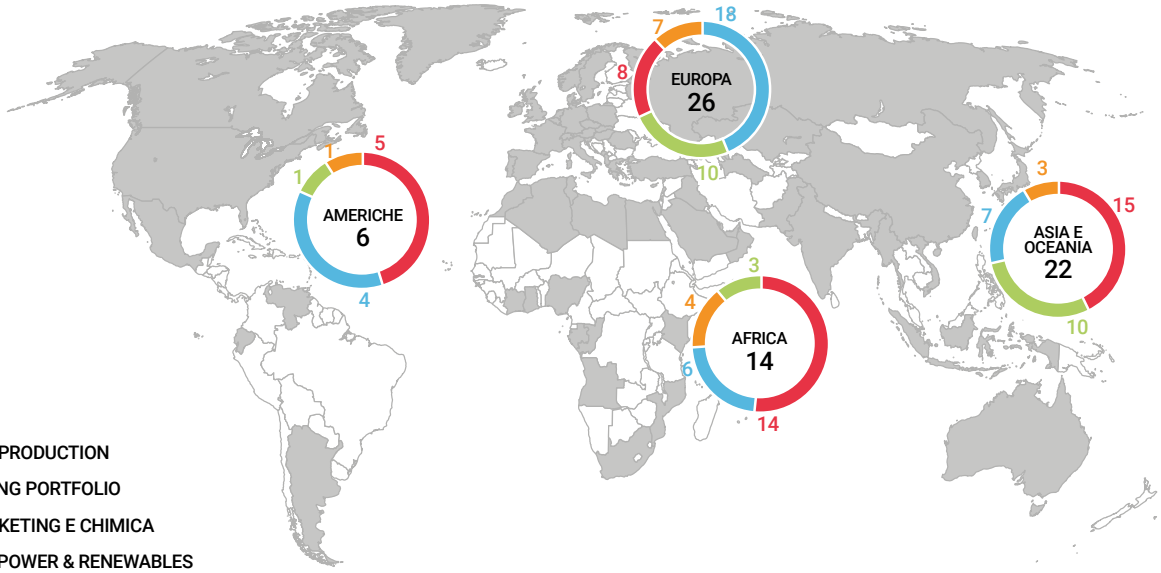
Eni si è impegnata a diventare una compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente.

- La decarbonizzazione sarà conseguita mediante l'implementazione e il rafforzamento di tecnologie e attività esistenti quali **bioraffinerie** con un apporto crescente di materia prima proveniente da **rifiuti e scarti**;
- **Economia circolare** con un incremento dell'uso di biometano, di prodotti di scarto e del riciclo di prodotti finali;
- **Efficienza e digitalizzazione** nelle operazioni e nei servizi ai clienti;
- **Rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità e l'integrazione con il business retail;
- **Idrogeno blu e verde** per alimentare le bioraffinerie Eni e altre attività industriali altamente energivore;
- **Carbon capture** naturale o artificiale per assorbire le emissioni residue attraverso **iniziative REDD+** di conservazione delle foreste e progetti di **CCS**.

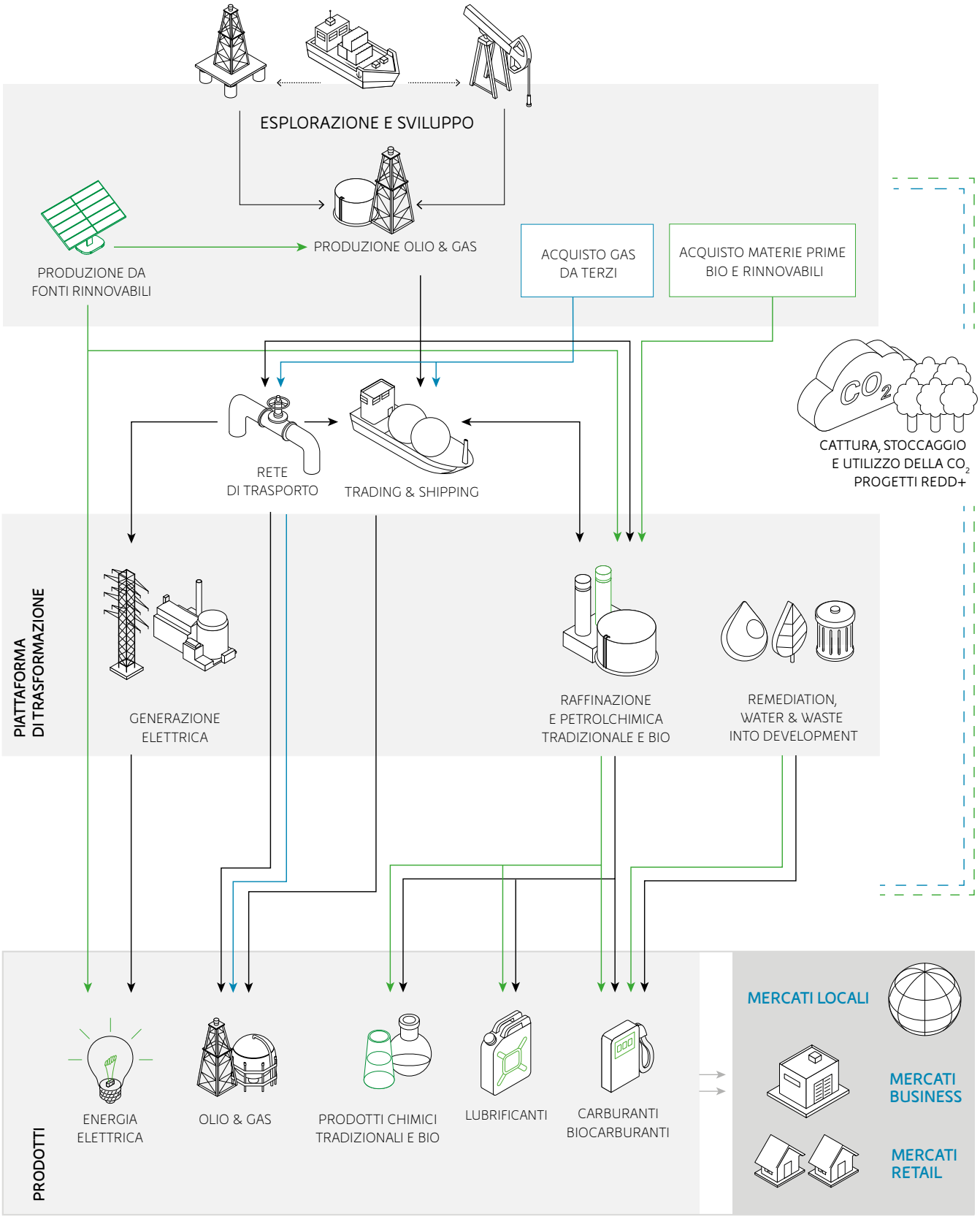
Il **gas** costituirà un importante sostegno alle fonti intermittenti nell'ambito della transizione energetica.

68
i Paesi in cui siamo presenti

oltre 31.000
i nostri dipendenti



- EXPLORATION & PRODUCTION
- GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO
- REFINING & MARKETING E CHIMICA
- ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES


ESPLORAZIONE E SVILUPPO
PRODUZIONE OLIO & GAS
PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI
ACQUISTO GAS DA TERZI
ACQUISTO MATERIE PRIME BIO E RINNOVABILI
CATTURA, STOCCAGGIO E UTILIZZO DELLA CO_2 PROGETTI REDD+
RETE DI TRASPORTO
TRADING & SHIPPING
PIATTAFORMA DI TRASFORMAZIONE
GENERAZIONE ELETTRICA
RAFFINAZIONE E PETROLCHIMICA TRADIZIONALE E BIO
REMEDIATION, WATER & WASTE INTO DEVELOPMENT
PRODOTTI
ENERGIA ELETTRICA
OLIO & GAS
PRODOTTI CHIMICI TRADIZIONALI E BIO
LUBRIFICANTI
CARBURANTI BIOCARBURANTI
MERCATI LOCALI
MERCATI BUSINESS
MERCATI RETAIL

Modello di business



Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore per tutti gli stakeholder, attraverso una forte presenza lungo tutta la catena del valore dell'energia. Eni punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili alle sfide di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.

Eni combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, estendendo il proprio raggio di azione lungo tre direttrici:

1. l'eccellenza operativa;
2. la neutralità carbonica al 2050;
3. le alleanze per lo sviluppo.

1. In primo luogo, il business di Eni è costantemente indirizzato all'**eccellenza operativa**. Questo si traduce in un impegno continuo per la valorizzazione delle persone, per la salvaguardia sia della salute e della sicurezza delle persone sia dell'asset integrity, per la tutela dell'ambiente, per l'integrità e il rispetto dei diritti umani, per la resilienza e la diversificazione delle attività e per garantire una solida disciplina finanziaria. Questi elementi consentono all'azienda di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel percorso di trasformazione.

2. In secondo luogo, il modello di business di Eni prevede un **percorso di decarbonizzazione** verso la **neutralità carbonica** basato su un approccio che guarda alle emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici e su un set di azioni che porteranno alla totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti entro il 2050. Questo percorso, conseguito attraverso tecnologie già esistenti, consentirà ad Eni di abbattere totalmente la propria impronta carbonica, sia in termini di emissioni nette che in termini di intensità carbonica netta.

3. La terza direttrice sono le **Alleanze per la promozione dello sviluppo** attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi di presenza, favorendo l'accesso all'elettricità e promuovendo Programmi per lo sviluppo locale (Local Development Programme - LDP) con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità. Questo approccio distintivo, denominato "Dual Flag", è basato su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale al fine di individuare i bisogni delle comunità in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Eni è impegnata, inoltre, nella creazione di opportunità di lavoro e nel trasferimento del proprio know-how e le proprie competenze ai propri partner locali.

Il modello di business Eni si sviluppa lungo queste tre direttrici facendo leva sulle competenze interne, sullo sviluppo e l'applicazione di tecnologie innovative e sul processo di digitalizzazione.
Elemento fondante del modello di business è il sistema di Corporate Governance, ispirato ai principi di trasparenza e integrità, e approfondito nella Sezione di "Governance".

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

Attraverso la presenza integrata in tutta la catena del valore dell'energia

ECCELLENZA OPERATIVA

- Salute Sicurezza e Ambiente
- Diritti Umani & Integrity
- Resilienza e Diversificazione
- Disciplina finanziaria

TRASFORMAZIONE E FLESSIBILITÀ DEL PORTAFOGLIO

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

- Valutazione delle emissioni Scope 1, 2 e 3 generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti
- Azioni concrete per la totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti

OBIETTIVI INTERMEDI DI RIDUZIONE NETTA IN TERMINI ASSOLUTI E DI INTENSITÀ EMISSIVA

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

- Approccio Dual Flag
- Partnership pubblico-privato
- Creazione posti di lavoro e trasferimento di know-how

PROGRAMMI DI SVILUPPO LOCALE IN LINEA CON L'AGENDA 2030 DELLE NAZIONI UNITE

COMPETENZE

INNOVAZIONE TECNOLOGICA E DIGITALIZZAZIONE



Approccio responsabile e sostenibile

Eni adotta un approccio responsabile e sostenibile al fine di assicurare la creazione di valore nel medio e lungo termine per l'azienda e per tutti gli stakeholder.
Tale approccio, la cui importanza è ancor più evidente dopo lo scoppio della pandemia, è confermato nella Mission aziendale che esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel voler giocare un ruolo determinante nel processo di "just transition" per un futuro low carbon che garantisca l'accesso efficiente e sostenibile all'energia per tutti per contribuire al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).



	IMPEGNI	
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	**CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO**	Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i nostri prodotti e processi entro il 2050
ECCELLENZA OPERATIVA	**PERSONE**	Eni si impegna a sostenere il percorso di "just transition" attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione psico-fisica delle proprie persone e riconoscendo la diversità come risorsa
	SALUTE	Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera un requisito fondamentale e ne promuove il benessere fisico, psicologico e sociale
	SICUREZZA	Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra i dipendenti, i contrattisti e gli stakeholder locali e si impegna ad azzerare il verificarsi degli incidenti e a salvaguardare l'integrità degli asset
	RISPETTO PER L'AMBIENTE	Eni promuove la gestione efficiente delle risorse naturali e la tutela delle aree protette e rilevanti per la biodiversità, attraverso azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e alla transizione verso un'economia circolare e identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione e si impegna a non effettuare attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO
	DIRITTI UMANI	Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder
	TRASPARENZA E INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS	Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	**MODELLO DI COOPERAZIONE**	Il modello di cooperazione integrato nel modello di business costituisce un elemento distintivo di Eni, che mira a supportare i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo
	INNOVAZIONE TECNOLOGICA	Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business

PRINCIPALI RISULTATI 2020	OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE
→ -26% indice di intensità emissiva GHG upstream vs. 2014 → -39% volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine vs. 2014 → -90% emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014 (TARGET RAGGIUNTO)	
→ 31.495 dipendenti in servizio al 31 dicembre (reported -1,7% vs. 2019) → +2,3 punti percentuali incremento donne in assunzione (34,6% nel 2020 vs. 32,3% nel 2019) → Ca. 1,04 milioni di ore di formazione (-23,6% vs. 2019) → 13.300 profili professionali mappati ad oggi	
→ 354.192 di servizi sanitari erogati → 222.708 di registrazioni ad iniziative di promozione della salute	
→ TRIR[a] 0,36 → Promozione iniziative di approfondimento sul Fattore Umano per contrastare i rischi di incidente → Rilanciata e valorizzata la campagna "Safety starts @ home" in considerazione delle nuove modalità di lavoro	
→ Adesione ai 4 principi per le soluzioni basate sulla natura del "Together with Nature" → Estensione della mappatura del rischio biodiversità alla rete degli oleodotti R&M → 91% riutilizzo delle acque dolci → -11% prelievi di acque dolci vs. 2019 → -19% rifiuti generati da attività produttive vs. 2019 → -7% barili sversati da oil spill operativi vs. 2019	
→ Classificata dal CHRB[b] al primo posto tra le 199 società valutate → Adesione ai Voluntary Principles on Security and Human Rights → Emissione del nuovo Codice Etico → Emissione del nuovo Codice di Condotta Fornitori di Eni → Emissione di una nuova Policy dedicata alle Popolazioni Indigene in Alaska → 97% dei contratti di security con clausole sui diritti umani → 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	
→ Adesione ad EITI[c] dal 2005 → 9 i Paesi in cui Eni supporta i Multistakeholder Group EITI a livello locale → 31 audit interni svolti con verifiche anti-corruzione → Pubblicazione Country-by-Country Report[d] → Pubblicazione posizione Eni sulla trasparenza contrattuale	
→ €96,1 milioni di investimenti per lo sviluppo locale → Siglati accordi di cooperazione con Banca Mondiale, USAID e organizzazioni della società civile	
→ €157 milioni investiti in ricerca e sviluppo → 25 nuove domande di primo deposito brevettuale di cui 7 sulle fonti rinnovabili	

(a) Total Recordable Injury Rate.
(b) Corporate Human Rights Benchmark.
(c) Extractive Industries Transparency Initiative.
(d) Report per la valutazione del rischio fiscale da parte delle Amministrazioni Finanziarie che raccoglie dati su volume d'affari, profitti e imposte aggregati con riferimento alle giurisdizioni nelle quali Eni conduce il business.

Lettera agli azionisti



Lucia Calvosa
Presidente



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

Cari Azionisti,
Il 2020 è stato un anno eccezionale, che passerà alla storia per la drammaticità degli eventi che abbiamo vissuto e per le sfide senza precedenti che la nostra Compagnia ha affrontato.
La pandemia COVID-19 ha toccato la vita dell'intera umanità, con ricadute di vastissima portata sull'attività economica, sulla libertà di movimento delle persone e sul settore energetico. La domanda petrolifera globale ha registrato la massima contrazione "on record", pari a circa -9%.
Di fronte a discontinuità di mercato di tali proporzioni, abbiamo reagito con rapidità, dimostrando come Eni sappia trovare nei momenti difficili la forza, le risorse e la capacità di adattamento per superare le crisi.
Innanzitutto, abbiamo messo in atto misure idonee per preservare la salute delle 60 mila persone che lavorano all'interno di Eni e con Eni presso tutte le nostre sedi e unità produttive, nonché per garantire la continuità delle nostre operazioni anche attraverso il coinvolgimento dei nostri fornitori. Inoltre, in collaborazione con gli enti locali, Eni ha intrapreso azioni immediate nel riorientare i progetti di sviluppo locale per meglio rispondere alle necessità primarie e urgenti delle popolazioni più vulnerabili.
Durante la fase più acuta del downturn, abbiamo preso misure decisive per rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda, definendo chiare priorità nell'allocazione della cassa. Attraverso la revisione dei nostri piani di breve-medio termine abbiamo ridotto di €8 miliardi gli esborsi per costi e investimenti nel biennio 2020-2021, con la conseguente rimodulazione del profilo di crescita delle produzioni, e abbiamo definito un'innovativa "dividend policy", basata su una componente fissa, oggetto di rivalutazione in funzione della realizzazione degli obiettivi industriali di Eni, e una componente variabile parametrata allo scenario, in modo da adattare il dividendo alla volatilità del mercato, mentre il buy-back è stato sospeso.
Con queste azioni, nonostante l'impatto di grandi proporzioni della crisi sulle nostre entrate di cassa che si sono contratte di circa €6 miliardi rispetto alle previsioni d'inizio anno, siamo riusciti a generare un flusso di cassa adjusted di €6,7 miliardi in grado di autofinanziare il 100% degli investimenti organici rimodulati a €5 miliardi, lasciando un surplus di €1,7 miliardi. L'indice di solidità patrimoniale al 31 dicembre 2020 di 0,3 si attesta nella nostra comfort zone e il livello di indebitamento è rimasto costante, grazie anche alle operazioni di collocamento di due bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi che, sostenute dal nostro standing creditizio, sono state chiaramente apprezzate dai mercati finanziari.
Nonostante la crisi, abbiamo migliorato e accelerato la nostra strategia di decarbonizzazione e oggi annunciamo l'obiettivo ancora più ambizioso di azzeramento di tutte le nostre emissioni (Scope 1, 2 e 3) legate all'intero ciclo di vita dei nostri prodotti entro il 2050.
In tale ambito, nel giugno 2020 abbiamo ridisegnato l'organizzazione di Eni istituendo due nuovi Centri di Responsabilità: la Direzione Generale Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica e i progetti di cattura della CO_2, e la Direzione Generale Energy Evolution che gestirà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Le due Direzioni lavoreranno in maniera sinergica con l'ausilio della R&D e della digitalizzazione per realizzare i piani di Eni e per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.
I business della Natural Resources, unitamente alla raffinazione tradizionale, sono stati quelli maggiormente colpiti dalla crisi dell'industria.
La E&P nonostante la flessione del 35% del prezzo del Brent ha generato un contributo di cassa robusto grazie alla resilienza del portafoglio di asset caratterizzati da contenuto break even e alla flessibilità dei progetti di sviluppo che ci ha consentito di rimodulare alcune fasi e contenere i capex.
L'esplorazione, uno dei nostri principali driver di crescita e di generazione di valore, ha ottenuto nel 2020 risultati eccellenti. Nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50% abbiamo

scoperto 400 milioni di boe di nuove risorse, al costo competitivo di 1,6 $/barile. Le attività sono state concentrate nell'esplorazione di prossimità al fine di assicurare un rapido contributo ai cash flow. In questo ambito si evidenziano le scoperte near-field in Egitto, in Tunisia, Norvegia, Algeria ed Angola, dove l'appraisal di Agogo ha stimato 1 miliardo di boe in posto che ci consentiranno di allungare la vita utile della FPSO del Blocco 15/06 operato. Importanti risultati sono stati ottenuti anche nell'esplorazione di frontiera con la scoperta a gas e condensati di Mahani nell'onshore dell'Emirato di Sharjah (EAU), entrata in produzione a inizio 2021 a solo un anno dalla firma del contratto, l'appraisal del giacimento Ken Bau nell'offshore del Vietnam che ha consentito di delineare un giant e la scoperta di Saasken nell'offshore del Messico che consolida la nostra posizione nel Paese. La rilevanza di tali successi apre opportunità di possibili monetizzazioni anticipate in applicazione del nostro dual exploration model. Uno dei nostri vantaggi competitivi è l'abilità nel ridurre il time-to-market delle riserve, che unitamente a un'esplorazione efficiente contribuisce ad assicurare un portafoglio di asset resilienti allo scenario. Il nostro successo fa leva su di un modello originale di sviluppo basato sulla parallelizzazione delle fasi (appraisal, pre-development, ingegneria), approccio modulare che prevede avvio accelerato in early production e successivo ramp-up, minimizzazione dell'esposizione finanziaria e insourcing delle fasi critiche di progetto (ingegneria di dettaglio, supervisione della produzione, commissioning/hook-up) alle quali applicare le nostre competenze. Esempi di tale approccio sono stati nel 2020 la rapida crescita produttiva dell'hub di Area 1 in Messico (da 4 mila boe/giorno nel 2019 a 14 mila boe/giorno, +200%), l'avvio di Agogo in Angola ad appena nove mesi dalla scoperta e il progetto Berkine in Algeria realizzato con approccio fast-track consentendo di valorizzare riserve di prossimità. Le altre attività dell'anno hanno riguardato l'ottimizzazione del plateau produttivo degli asset in operatività al fine di contrastare i declini naturali.
Nel complesso, scontate le rimodulazioni degli investimenti di circa €2 miliardi, lo sviluppo E&P ha concorso ad assicurare un solido livello produttivo di 1,73 milioni di boe/giorno con la crisi che ha pesato per circa 200 mila boe, al netto dei quali avremmo superato le nostre aspettative.
L'intensità emissiva delle produzioni operate (al 100%) si è ridotta nel 2020 di circa il 25% rispetto al 2014, in linea con il target di riduzione del 43% al 2025. Le emissioni globali calcolate sulla produzione equity sono state pari a circa 14,4 milioni di tonnellate di CO_2, che si riducono a 12,9 milioni grazie alla valorizzazione degli interventi di conservazione delle foreste del progetto REDD+ Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia, in virtù del quale Eni ha conseguito la prima generazione di crediti di carbonio che sono stati utilizzati per la compensazione di emissioni equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO_2. Il ramp-up dei progetti di gestione/valorizzazione del routine gas altrimenti inviato a flaring ci hanno consentito di ridurre i volumi della baseline 2014 del 37% a fine 2020 e confermiamo il loro azzeramento entro il 2025, contribuendo agli obiettivi di decarbonizzazione di Eni. Altro driver del nostro processo di decarbonizzazione sono i progetti in fase di avvio per la cattura e la sequestrazione geologica della CO_2 utilizzando giacimenti operati in via di esaurimento. Al riguardo la prima milestone è stata conseguita con l'assegnazione da parte dell'autorità Oil & Gas britannica della licenza per il progetto di stoccaggio della CO_2 nella Baia di Liverpool che contribuirà alla decarbonizzazione delle zone industriali dell'Inghilterra nord-occidentale e del Galles settentrionale, nonché i progressi nell'avvio del progetto pilota, per il quale è attesa la decisione finale d'investimento, per la realizzazione di un hub di cattura/sequestrazione della CO_2 presso i giacimenti esausti dell'offshore di Ravenna.
Infine, stiamo sviluppando un approccio innovativo nel processo di valutazione degli investimenti, sistematizzando le informazioni in materia dei 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'ONU, al fine di integrare questi aspetti all'interno della pianificazione e delle strategie. Dopo la prima fase di testing su un campione di investimenti in ambito upstream si intende estendere il perimetro di analisi ad altre tipologie di progetti.
Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) ha ottenuto un EBIT adjusted di €0,33 miliardi superiore alle nostre aspettative, nonostante la significativa flessione della domanda gas in Europa e il crollo dei consumi asiatici di LNG durante il picco della crisi. La sostenibilità del risultato GGP è dovuta alla complessiva azione di ristrutturazione dei contratti long-term di approvvigionamento e trasporto del gas, nonché all'attività di ottimizzazione del portafoglio sfruttando la flessibilità e le opzionalità degli asset gas.

I business del futuro gestiti dalla direzione Energy Evolution hanno dato prova di grande resilienza e capacità di adattamento, riuscendo ad assorbire l'impatto della recessione sui consumi di carburanti e di materie plastiche.
R&M chiude l'anno con un EBIT adjusted di €0,24 miliardi, nonostante il peggiore scenario della storia per i margini delle lavorazioni tradizionali. Il risultato è stato sostenuto dall'aumento dei volumi lavorati (+130%) e dei margini del biogasolio grazie al ramp-up della green refinery di Gela e alla performance di quella di Venezia, nonché dalla stabilità del marketing grazie all'efficienza della rete e all'attenzione al cliente. Continua il processo di evoluzione verso l'espansione dei servizi alla mobilità a sostegno dei risultati che farà leva sul consolidamento degli accordi con Amazon, Poste e Telepass, il lancio del nuovo format Eni Cafè Emporium e l'avvio del progetto "Eni Parking".
Il business della chimica gestito da Versalis ha retto nel complesso l'urto della rilevante contrazione dei consumi di materie plastiche dovuto alla crisi economica grazie alle ristrutturazioni fatte in questi anni nelle linee di business tradizionali, mentre prosegue l'evoluzione del business in chiave green e di circular economy che nel medio termine ridurrà la ciclicità dei risultati. È in fase di potenziamento il sito di Crescentino, hub strategico per la produzione di energia elettrica e feedstock chimici interamente da biomasse residuali non in competizione con la filiera alimentare sulla base di una tecnologia proprietaria tra le più avanzate nell'industria, di cui una prima applicazione pratica è stata la produzione di un disinfettante a base di bioetanolo su formulazione OMS per l'emergenza sanitaria. Sono proseguiti gli investimenti per portare su scala industriale tecnologie di riciclo dei rifiuti plastici. Versalis è già attiva nel riciclo meccanico della plastica usata con la linea "Revive" di polietilene/stirenici che nel 2020 è stata ampliata grazie all'alleanza con Forever Plast per promuovere lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati. Per la frazione di rifiuti plastici non altrimenti recuperabile, il Plasmix, sono in fase di sviluppo dei processi chimici di riciclo basati sulla pirolisi che sarà applicata in un impianto pilota presso lo stabilimento di Mantova per la produzione di materia prima chimica o, in sinergia con la raffinazione, in tecnologie di trasformazione in gas di sintesi per la produzione di idrogeno o altri feedstock industriali. Inoltre, grazie all'alleanza con la società di ricerca britannica AlphaBio Control, stiamo sviluppando prodotti per la protezione dell'agricoltura da fonti rinnovabili, quali erbicidi e biocidi, in sinergia con la produzione di principi attivi da parte della nostra piattaforma di chimica da rinnovabili a Porto Torres, in Sardegna.
Il settore Eni gas e luce (EGL), Power & Renewables ha performato in maniera eccellente. EGL ha riportato una crescita del 17% dell'EBIT grazie alla fidelizzazione della base clienti cresciuta a 9,6 milioni di punti di fornitura (+150 mila), al contributo incrementale dei servizi/prodotti non commodity, all'efficienza del marketing e all'ottimizzazione degli asset power. Il business retail gas si apre sempre di più alla decarbonizzazione e all'innovazione con le acquisizioni di Evolvere per ampliare l'offerta di prodotti green e le partnership con Tate in Italia e OVO in Francia per il potenziamento dei servizi digitali.
Il business delle rinnovabili ha raggiunto una prima milestone con 1 GW di capacità installata/in sviluppo. La crescita è avvenuta sia per linee interne, sia facendo leva su selettive operazioni di M&A quali quelle nel mercato USA in partnership con Falck Renewables per l'acquisizione di 112,5 MW di capacità rinnovabile in quota Eni (eolico/solare) e di 57 MW di capacità fotovoltaica rilevata dalla stessa Falck. La crescita per linee interne fa leva sull'originale modello di sviluppo Eni che sfrutta le sinergie tecnico-operative con gli asset esistenti sia operativi quali i centri olio della E&P sia siti dismessi/inattivi bonificati da Eni Rewind che sono rivitalizzati attraverso l'installazione di capacità di generazione green. In tale ambito nel 2020 sono state avviate le unità fotovoltaiche di Porto Torres e Volpiano.
A medio termine la crescita delle rinnovabili sarà sostenuta dalla concretizzazione delle opportunità associate con le nostre partnership strategiche negli USA e con il socio norvegese di Vår Energi, HitecVision, che affianca alla prima una nuova joint venture, Vårgrønn, che ha come obiettivo l'espansione nel settore dell'eolico offshore della Norvegia e dei mercati nordici facendo leva sull'esperienza maturata nell'upstream da parte di Vår Energi e sostenendone il percorso di decarbonizzazione. Abbiamo acquisito il 20% del progetto Dogger Bank (A e B) nell'eolico offshore nel Regno Unito della potenza di 2,4 GW che sarà il più grande al mondo nel suo genere con avvio della prima fase nel 2023 e in Italia da Asja Ambiente tre progetti autorizzati per la costruzione di parchi eolici onshore della potenza complessiva di 35 MW.
Altro driver di sviluppo a medio termine è lo sfruttamento dell'energia rinnovabile derivante dal moto ondoso del mare che a partire dalla collaborazione industriale con le italiane CDP, Fincantieri e Terna si rafforza ulteriormente con l'ingresso in qualità di lead partner in Ocean Energy Europe, la più grande organizzazione europea per lo sviluppo delle energie dall'oceano.
La nostra R&D, vera esplorazione nel campo delle rinnovabili e volano di crescita trasversale ai business Eni, è impegnata nelle aree che riteniamo strategiche nel dare forma allo scenario energetico a medio/lungo termine, quali la produzione di biocarburanti da materie prime di seconda/terza generazione, l'ottenimento di idrogeno e

metanolo da rifiuti, l'energia degli oceani, il solare a concentrazione e modalità di cattura della CO_2 complementari a quella geologica basate sull'idea innovativa di riutilizzare la CO_2 attraverso la biofissazione su microalghe sfruttando il principio della fotosintesi clorofilliana con l'ottenimento di materiali di valore (basi alimentari o bio olio) o fissandola in via chimica in residui dell'industria mineraria, ottenendo materiali per l'edilizia. Di grande interesse è anche la ricerca sull'idrogeno verde dove stiamo studiando in partnership con Enel la realizzazione di elettrolizzatori alimentati a energia rinnovabile in sinergia con le nostre raffinerie. I progetti pilota con elettrolizzatori di circa 10 MW sono previsti iniziare a generare idrogeno verde nel 2022-2023.
In definitiva nel 2020, la nostra azienda è stata in grado di superare una crisi di dimensioni epocali, mantenendo un sano equilibrio tra entrate ed uscite di cassa e al tempo stesso progredendo con forza nel percorso volto a traguardare la neutralità carbonica nel lungo termine. Il nostro percorso di transizione continua a raccogliere consensi anche tra i rating ESG più diffusi sul mercato come la valutazione di leadership in quattro rating internazionali ESG: MSCI, Sustainalytics, Bloomberg ES e V.E Vigeo Eiris. Ulteriori valutazioni di leadership le abbiamo ottenute nei rating di CDP Climate Change, CDP Water Security e nella valutazione Transition Pathways Initiative. Siamo stati confermati, inoltre, all'interno degli indici FTSE4Good Developed e, da quest'anno, anche nell'ESG iTraxx index. A questi si aggiunge il riconoscimento da parte di istituti di ricerca specializzati quali Carbon Tracker, che ha votato Eni quale prima tra le aziende comparabili in merito alla competitività del portafoglio progetti non sanzionato, (for the competitiveness of its unsanctioned portfolio), target di riduzione delle emissioni unitamente alla adozione di uno scenario prezzi di medio-lungo termine tra i più prudenti del settore. Infine, Eni conferma la propria leadership nell'approccio ai diritti umani, classificandosi come prima tra le 199 società valutate dal Corporate Human Rights Benchmark (CHRB) nel 2020, ex aequo con una sola altra società.

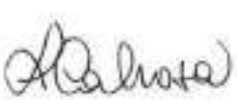
Strategia e piano operativo 2021-2024
La nostra strategia disegna un percorso di trasformazione del business irreversibile, che ci condurrà all'obiettivo di "zero emissioni nette" riferite ai nostri processi produttivi e all'utilizzo dei nostri prodotti da parte dei consumatori finali (Scope 1, 2 e 3) al 2050, ponendo al centro della nostra azione le ambizioni più sfidanti dell'accordo di Parigi, al fine di contribuire al raggiungimento dei 17 Sustainable Development Goals dell'ONU e di creare valore sostenibile per tutti i nostri stakeholders.
L'evoluzione della nostra struttura industriale farà leva sulla decarbonizzazione dei prodotti e dei processi, diversificando ed espandendo la nostra presenza nei business del retail e delle rinnovabili, che saranno combinati in un'unica entità per massimizzare le sinergie, nei prodotti bio e nell'economia circolare. Grazie a queste azioni, alla disciplina finanziaria e alla selettività dei progetti d'investimento aumenteremo in misura significativa la resilienza della Compagnia alla volatilità dello scenario.
Nel prossimo quadriennio considerate le incertezze e i rischi della ripresa post-pandemica, abbiamo definito un set di azioni finalizzate a ridurre ulteriormente la cash neutrality e a crescere nei prodotti green, blue e bio.
Il piano operativo della DG Natural Resources è improntato a massimizzare la generazione di cassa e a ridurre l'impronta carbonica del business.
La fase esplorativa, con un tetto di spesa annuo di circa €400 milioni nel prossimo quadriennio, si svilupperà lungo le linee guida di riduzione del ciclo di scoperta con iniziative near-field/incrementali a rapido ritorno in superbacini maturi e aree proven, rinnovo selettivo del portafoglio e allineamento delle risorse al mix produttivo di lungo termine. L'esplorazione di frontiera sarà attuata in aree selezionate secondo i principi di operatorship ed elevato working interest, al fine di applicare il dual exploration model in caso di successi sostanziali. L'obiettivo è scoprire nel quadriennio circa 2 miliardi di boe di riserve a costi competitivi con attività concentrate in Africa Settentrionale, Africa Occidentale, offshore norvegese e aree di frontiera in Medio Oriente, Africa Orientale, Sud-Est asiatico e Golfo del Messico.
Lo sviluppo delle riserve d'idrocarburi con una spesa media annua di circa €4 miliardi, equamente ripartiti tra sostegno dei plateau e iniziative di crescita, prediligerà asset a elevata generazione di cassa e contenuto break even conseguendo un tasso di crescita medio annuo nel quadriennio di circa il 4%, traguardando un plateau di 2 milioni di boe/giorno al 2024, di cui circa un terzo da nuovi sviluppi (ramp-up, avvii e scoperte near-field). I principali driver della crescita saranno l'aumento dei volumi di gas del progetto Zohr in Egitto per i quali è già disponibile la relativa capacità, l'avvio di Merakes in Indonesia e di Coral LNG in Mozambico, gli sviluppi nell'offshore norvegese realizzati dalla nostra JV Vår Energi, il "full-field development" di Area 1 in Messico e le iniziative a gas Dalma Hub e Sharjah negli Emirati Arabi Uniti. Le azioni di sviluppo pianificate unitamente a un focus costante sull'efficienza ci consentiranno di traguardare un Brent di copertura dei capex di 28 $/barile, 10 $/barile meno del

livello attuale, mantenendo un adeguato livello di flessibilità in caso di ulteriori shock considerato che oltre il 55% dei nostri investimenti negli ultimi due anni di piano non è ancora autorizzato.
Il business GGP è previsto assicurare un flusso di cassa stabile nel quadriennio facendo leva sull'integrazione con l'upstream e la monetizzazione del gas approvvigionato long-term in Europa. Il driver principale sarà lo sviluppo del portafoglio e delle vendite di GNL nei mercati a premio di middle/far-est asiatico con l'obiettivo di volumi contrattati pari a 14 MTPA nel 2024. Una parte crescente delle forniture che copriranno il 70% del portafoglio al 2024 sarà assicurata attraverso la massimizzazione dei prelievi di gas equity in Indonesia, Mozambico, Nigeria, nonché Egitto dove grazie all'accordo di ristrutturazione della Unión Fenosa Gas abbiamo acquisito il terminale LNG strategico di Damietta.
Il programma operativo della DG Energy Evolution è improntato alle direttrici strategiche dello sviluppo dell'energia rinnovabile e del portafoglio clienti nonché dell'ottimizzazione del footprint industriale, con investimenti cumulati di €7,9 miliardi nel quadriennio.
R&M ridurrà progressivamente l'esposizione allo scenario oil tradizionale in Europa caratterizzato da debolezze strutturali a causa dell'eccesso di capacità e del declino dei consumi e da margini volatili. Le principali azioni saranno l'incremento di efficienza e flessibilità degli asset a carica petrolifera, la massimizzazione delle potenzialità dell'investimento in ADNOC Refining grazie anche alla nuova piattaforma di trading e lo sviluppo del business green. La capacità di biorefining è prevista raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno al 2024. La produzione di biocarburanti sarà sempre più sostenibile per effetto del progressivo azzeramento della carica palm oil a beneficio di olii di seconda generazione non in competizione con la catena alimentare e altre cariche innovative (rifiuti/residui) che copriranno circa l'80% della carica al 2024. Le stazioni di servizio saranno oggetto di upgrading per potenziare i servizi alla mobilità e ampliare l'offerta low carbon (metano, idrogeno e colonnine di ricarica per veicoli elettrici).
Versalis punterà a una chimica maggiormente sostenibile, ai progetti di economia circolare quali le plastiche da riciclo e ai prodotti di nicchia per ridurre l'esposizione del portafoglio alla volatilità del costo della carica petrolifera e alle commodity caratterizzate da pressione competitiva e margini incerti.
Le centrali di generazione elettrica da cicli combinati a gas saranno gestite in modo da massimizzarne il valore facendo leva su maggiore efficienza e flessibilità e sulla decarbonizzazione delle produzioni con investimenti mirati e in sinergia con le iniziative del Gruppo.
EGL facendo leva sull'integrazione con le rinnovabili promuoverà la crescita e la valorizzazione del portafoglio clienti con l'obiettivo di superare 11 milioni di punti di fornitura nel 2024 e 15 milioni nel 2030 grazie ad un'offerta sempre più green e migliorando l'esperienza di consumo mediante l'innovazione e la digitalizzazione. Gli altri driver di risultato saranno l'espansione dei servizi extracommodity, della generazione distribuita fotovoltaica e un focus costante sul mantenimento dell'efficienza della macchina operativa.
Lo sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili avverrà sia per linee interne in sinergia con i nostri asset, sia concretizzando le opportunità d'investimento associate con le nostre partnership strategiche: la JV con Falck Renewables per l'espansione nel mercato USA, l'alleanza con CDP per l'Italia, l'ingresso nell'eolico offshore norvegese e la partecipazione nel progetto eolico Dogger Bank nel Mare del Nord britannico. L'obiettivo è arrivare a 4 GW di capacità installata al 2024 e 15 GW al 2030.
Oltre allo sviluppo della capacità di generazione elettrica da fonti rinnovabili, la nostra strategia di decarbonizzazione farà leva sui driver di efficienza energetica, forestry e dispiegamento delle nostre "negative emission technologies". Gli investimenti di valorizzazione del gas e la digitalizzazione delle operations ci consentono di confermare i nostri obiettivi a medio termine di decarbonizzazione dell'upstream con l'azzeramento del gas flaring di routine e la riduzione del 43% dell'intensità emissiva rapportata alle produzioni operate al 100% dal 2025 in avanti. Siamo convinti che la conservazione delle foreste possa contribuire in maniera importante agli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi nonché gli SDG dell'ONU. In tale ambito è in corso di valutazione finale una serie di progetti in Africa, America Centro-Sud e Sud-Est asiatico che a regime nell'arco dei prossimi dieci anni ci garantiranno un portafoglio di crediti emissivi in grado di compensare più di 6 milioni di tonnellate di CO_2 entro il 2024 e più di 20 milioni al 2030, quest'ultimo target in funzione delle esigenze di azzeramento al 2030 delle emissioni Scope 1 e 2 del nostro upstream (calcolate con riferimento alla produzione in base al working interest Eni) e di concorrere alla mitigazione delle emissioni degli altri settori.
I progetti in fase di pre-sviluppo relativi alla sequestrazione geologica a al riutilizzo della CO_2 (CCS/CCU) sono il frutto delle nostre competenze core nella geologia e della nostra ricerca di laboratorio per soluzioni innovative a beneficio del clima. Stimiamo un potenziale di cattura/emissioni evitate corrispondente a circa 15 MTPA al 2030 (7 milioni in quota Eni) sulla base dello sviluppo "at scale" di una serie di iniziative tra cui i grandi progetti operati

CCS Adriatic Blue presso Ravenna e Liverpool Bay in UK nei quali riutilizzeremo infrastrutture esistenti e i nostri giacimenti esauriti, nonché i progetti CCU di biofissazione e mineralizzazione della CO_2 per l'ottenimento di prodotti di valore attesi in avvio su scala pilota rispettivamente nel 2022-2023 presso i nostri hub di Gela e Ravenna. Altro driver di crescita e di miglioramento anche del nostro carbon footprint saranno i progetti di economia circolare per i quali investiremo un ammontare significativo di risorse. Le principali iniziative riguarderanno il ramp-up delle produzioni chimiche da riciclo meccanico delle plastiche usate, la realizzazione di un impianto pilota per il riciclo chimico del plasmix e la realizzazione con avvio nel 2024 presso il sito di Porto Marghera di un impianto industriale per il trattamento della frazione solida dei rifiuti urbani con resa in bio olio per il green diesel, basato sulla nostra tecnologia proprietaria Waste to Fuel. Inoltre, realizzeremo a Ravenna in un sito di proprietà inattivo e bonificato una filiera in collaborazione con Herambiente per il trattamento circolare dei rifiuti provenienti da attività ambientali e industriali con ramp-up fino a 60 mila tonnellate/anno, con netto miglioramento degli indici di sostenibilità ed emissivi.
Nel complesso nel prossimo quadriennio prevediamo un programma di investimenti pari a circa €27 miliardi, di cui circa il 20% relativi ai business del futuro (rinnovabili e progetti di decarbonizzazione/economia circolare). Allo scenario conservativo di modesta ripresa del prezzo del petrolio Brent fino a 60 $/barile nel 2023-2024, prevediamo di generare circa €44 miliardi di flusso di cassa operativo ante working capital con i quali coprire gli investimenti programmati, l'assorbimento del circolante e il floor dividend, lasciando un margine progressivamente sempre più ampio di cash flow discrezionale a beneficio della componente variabile del dividendo e a tutela della struttura patrimoniale.
Sulla base dei piani e delle azioni programmate, siamo in grado di migliorare la politica di remunerazione che prevede un dividendo base pari a €0,36 per azione in corrispondenza di un media Brent di 43 $/barile rispetto ai 45 $/barile della precedente, con la componente variabile parametrata a una percentuale crescente dal 30 al 45% del free cash flow generato in uno scenario compreso tra 43 e 65 $/barile. Inoltre, un programma di buy-back di €300 milioni/anno sarà riattivato con un prezzo del Brent compreso tra 56 e 60 $/barile, un livello inferiore rispetto alla soglia di attivazione precedente. Il buy-back salirà a €400 milioni/anno a partire da 61 $/barile e a €800 milioni/anno a partire da 66 $/barile, come già previsto.
In conclusione, dopo aver superato con successo la crisi epocale del settore nel 2020 grazie alla qualità dei propri asset e alla capacità di adattamento e di risposta dell'organizzazione, Eni è ora pronta ad affrontare le sfide del prossimo decennio, della ripresa post-pandemica e dell'accelerazione della transizione energetica potendo contare su una visione chiara dell'evoluzione futura della Compagnia, obiettivi emissivi quantificati e coerenti con gli accordi di Parigi e un percorso ben definito di crescita nei prodotti decarbonizzati e di progressiva riduzione del peso in portafoglio delle produzioni di combustibili fossili. Le tecnologie proprietarie, l'integrazione tra i business, la digitalizzazione e le competenze faranno da volano a tale evoluzione.
Desideriamo infine esprimere un ringraziamento particolare alle donne e agli uomini di Eni che, nonostante le difficoltà di un anno drammatico, hanno dimostrato in remoto o presso le unità produttive, grande spirito di squadra, senso del dovere e capacità di adattamento garantendo la stabilità delle attività operative e l'affidabilità nelle forniture alle comunità, ai nostri clienti e alla società civile assicurando continuità in un momento di grandi sconvolgimenti.

18 marzo 2021

Lucia Calvosa
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



Eni in sintesi

"Nell'anno più difficile nella storia dell'industria energetica, Eni ha dato prova di grande forza e flessibilità, rispondendo con prontezza allo straordinario contesto di crisi e progredendo nel processo irreversibile di transizione energetica. In pochi mesi abbiamo rivisto il nostro programma di spesa e minimizzato l'impatto sulla cassa della caduta del prezzo del greggio, aumentato la nostra liquidità e difeso la nostra solidità patrimoniale. Mentre il settore upstream consolida fortemente la tendenza alla ripresa, nell'anno i business destinati alla generazione e vendita di prodotti decarbonizzati hanno conseguito risultati eccellenti, con l'EBIT di Eni gas e luce in aumento del 17% e le lavorazioni delle bioraffinerie del 130%, oltre a 1 GW di capacità di generazione da solare ed eolico già installata o in fase di sviluppo. Abbiamo posto le basi per una forte accelerazione delle rinnovabili, con l'ingresso in due mercati strategici quali gli USA e l'eolico offshore del Mare del Nord, con la partecipazione al progetto Dogger Bank in UK che sarà il più grande al mondo nel suo genere. Grazie alle azioni che abbiamo messo in campo, la generazione di cassa adjusted 2020 di €6,7 miliardi è stata in grado di autofinanziare i capex con un avanzo di €1,7 miliardi. L'indebitamento netto (ante IFRS 16) rimane al livello di fine 2019 ed il leverage si attesta intorno al 30%."

Claudio Descalzi CEO Eni

€1,9 mld
Utile operativo adjusted

€6,7 mld
Flusso di cassa netto da attività operativa adj

€11,6 mld
Indebitamento finanziario netto

>35%
Riduzione investimenti netti vs. guidance **2020**





0,3
Leverage

-€1,9 mld
Riduzione costi vs. livello pre-COVID-19

37,8
mln tonn. CO_2eq.
Emissioni GHG Scope 1
-8% vs. 2019

1,5
mln tonn. CO_2eq.
offset Forestry REDD+

Prezzo medio del greggio Brent dated ($/BL)

I trim 2020	50,26
II trim 2020	29,20
III trim 2020	43,00
IV trim 2020	44,23

SERM ($/BL)

I trim 2020	3,6
II trim 2020	2,3
III trim 2020	0,7
IV trim 2020	0,2

PSV (€/kmc)

I trim 2020	121
II trim 2020	75
III trim 2020	95
IV trim 2020	156

Cambio medio EUR/USD

I trim 2020	1,103
II trim 2020	1,101
III trim 2020	1,169
IV trim 2020	1,193

Investimenti tecnici (€ milioni)

		E&P	GGP	R&MeC	EGL, P&R
2018	9.119	7.901	26	877	238
2019	8.376	6.996	15	933	357
2020	4.644	3.472	11	771	293

Nel 2020 a fronte della massima contrazione mai registrata della domanda petrolifera globale (-9% circa vs. 2019) a causa delle misure di lockdown adottate a livello mondiale per contenere la diffusione della pandemia di COVID-19, Eni ha tempestivamente definito linee di azione facendo leva sull'energia, le risorse e la flessibilità delle operazioni.

Il management ha attuato misure decisive su tre ambiti principali:

- **Salute e sicurezza delle persone e asset integrity:** sono state messe in atto misure idonee per preservare la salute delle 60 mila persone che lavorano all'interno di Eni e con Eni presso tutte le nostre sedi e unità produttive. Con estrema rapidità sono state adottate nuove modalità di lavoro (smart working) dal 99% delle persone Eni impiegate negli uffici e il 70% delle persone impegnate nelle operations. Tali misure hanno consentito di garantire la continuità delle operazioni senza registrare alcuna interruzione degli impianti e l'asset integrity.

- **Solidità patrimoniale:** durante la fase di picco della pandemia, il management ha attuato misure decisive per rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda, definendo chiare priorità nell'allocazione della cassa, senza pregiudicarne la capacità di tornare a crescere non appena le condizioni macro lo consentiranno. È stata rivista la strategia di breve/medio termine riducendo di €8 miliardi gli esborsi per costi ed investimenti del biennio 2020-2021, più esposto al downturn, con la conseguente rimodulazione del profilo di crescita delle produzioni e definita una "dividend policy", basata su una componente fissa, oggetto di costante rivalutazione in funzione della realizzazione degli obiettivi industriali di Eni, e una componente variabile parametrata allo scenario, in modo da adattare il dividendo alla volatilità del mercato, mentre il buy-back è stato temporaneamente sospeso.

- **Struttura organizzativa:** in tale ambito, nel giugno 2020 è stata ridisegnata l'organizzazione di Eni istituendo due nuovi Centri di Responsabilità: la Direzione Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica e i progetti di cattura della CO_2, e la Direzione Energy Evolution che gestirà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Le due Direzioni lavoreranno in maniera sinergica con l'ausilio della R&D e della digitalizzazione per realizzare i piani di Eni e per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

Grazie all'implementazione di queste azioni, nonostante l'impatto di grandi proporzioni della crisi sul cash flow del Gruppo, nel 2020 la generazione di cassa adjusted è stata pari a €6,7 miliardi in grado di autofinanziare il 100% degli investimenti organici rimodulati a €5 miliardi (-35% vs. budget originario a cambi costanti) per effetto delle ottimizzazioni implementate, lasciando un surplus di €1,7 miliardi. Gli opex sono stati ridotti di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID-19, di cui circa il 30% strutturali. L'indice di solidità patrimoniale al 31 dicembre 2020 è confermato allo 0,3 e il livello di indebitamento è rimasto costante, grazie anche al primo collocamento Eni di due bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.

2020: REAZIONE RAPIDA PER FRONTEGGIARE LA PANDEMIA COVID-19

SALUTE DELLE PERSONE E CONTINUITÀ DELLE OPERAZIONI		
COSTI	**PORTAFOGLIO**	**SOLIDITÀ PATRIMONIALE**
>35% riduzione dei capex vs. budget originario 2020	**Riprogrammazione** FID sui **grandi progetti upstream**	Leverage* nella comfort zone di **0,3**
-€1,9 mld riduzione costi operativi vs. livello pre-COVID-19	**Incremento** capex per progetti **"green"**	**Emissione** di **bond ibridi** di **€3 mld**
NUOVA STRUTTURA ORGANIZZATIVA		
PIANO DI DECARBONIZZAZIONE DI LUNGO TERMINE		

(*) Ante IFRS 16.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	43.987	69.881	75.822
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983
Utile (perdita) operativo adjusted[a]		1.898	8.597	11.240
Exploration & Production		*1.547*	*8.640*	*10.850*
Global Gas & LNG Portfolio		*326*	*193*	*278*
Refining & Marketing e Chimica		*6*	*21*	*360*
Eni gas e luce, Power & Renewables		*465*	*370*	*262*
Utile (perdita) netto adjusted[a][b]		(758)	2.876	4.583
Utile (perdita) netto[b]		(8.635)	148	4.126
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		4.644	8.376	9.119
di cui: ricerca esplorativa		*283*	*586*	*463*
sviluppo riserve di idrocarburi		*3.077*	*5.931*	*6.506*
Dividendi per esercizio di competenza[c]		1.290	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		1.965	3.018	2.954
Totale attività a fine periodo		109.648	123.440	118.373
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		16.586	17.125	n.a.
Capitale investito netto		54.079	65.025	59.362
di cui: Exploration & Production		*45.252*	*53.358*	*50.358*
Global Gas & LNG Portfolio		*796*	*1.327*	*1.742*
Refining & Marketing e Chimica		*8.786*	*10.215*	*6.960*
Eni gas e luce, Power & Renewables		*2.284*	*1.787*	*1.869*
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	8,6	13,9	13,8
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Capitalizzazione di borsa[d]	(€ miliardi)	31	50	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.
(b) Di competenza azionisti Eni.
(c) L'importo 2020 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2020	2019	2018
Utile (perdita) netto				
- per azione[a]	*(€)*	*(2,42)*	*0,04*	*1,15*
- per ADR[a][b]	*($)*	*(5,53)*	*0,09*	*2,72*
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione[a]	*(€)*	*(0,21)*	*0,80*	*1,27*
- per ADR[a][b]	*($)*	*(0,48)*	*1,79*	*3,00*
Cash flow				
- per azione[a]	*(€)*	*1,35*	*3,45*	*3,79*
- per ADR[a][b]	*($)*	*3,08*	*7,72*	*8,95*
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	(0,6)	5,3	8,5
Leverage ante IFRS 16		31	24	16
Leverage post IFRS 16		44	36	n.a.
Gearing		31	26	14
Coverage		(3,1)	7,3	10,3
Current ratio		1,4	1,2	1,4
Debt coverage		29,1	72,4	164,6
Net Debt/EBITDA adjusted		174,1	100,7	45,2
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,36	0,86	0,83
Total Share Return (TSR)	(%)	(34,1)	6,7	4,8
Dividend yield[c]		4,2	6,3	5,9

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).
(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

DIPENDENTI

		2020	2019	2018
Exploration & Production	(numero)	9.815	10.272	10.448
Global Gas & LNG Portfolio		700	711	734
Refining & Marketing e Chimica		11.471	11.626	11.457
Eni gas e luce, Power & Renewables		2.092	2.056	2.056
Corporate e altre attività		7.417	7.388	7.006
Gruppo		31.495	32.053	31.701

INNOVAZIONE

		2020	2019	2018
Spesa in R&S	(€ milioni)	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	25	34	43

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE[a]

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,36	0,34	0,35
dipendenti		*0,37*	*0,21*	*0,37*
contrattisti		*0,35*	*0,39*	*0,34*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	37,8	41,2	43,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,73	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti[b]		185	204	203
Net GHG Lifecycle Emissions[b]		439	501	505
Net Carbon Intensity[b]	(grammi di CO_2eq./MJ)	68	68	68
Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2)[b]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	11,4	14,8	14,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO_2eq./migliaia di boe)	20,0	19,6	21,4
Indice di efficienza operativa Gruppo		31,6	31,4	33,9
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm^3)	1,0	1,2	1,4
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.789	7.265	6.687
di cui: da atti di sabotaggio		*5.831*	*6.232*	*4.022*
operativi		*958*	*1.033*	*2.665*
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	113	128	117
Acqua di formazione reiniettata	(%)	53	58	60

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.
(b) KPI calcolati su base equity.

DATI OPERATIVI

		2020	2019	2018
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Profit per boe[a][c]	($/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe[b]		6,5	6,4	6,8
Finding & Development cost per boe[c]		17,6	15,5	10,4
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO				
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
di cui: in Italia		*37,30*	*37,98*	*39,17*
internazionali		*27,69*	*34,87*	*37,43*
Vendite GNL		9,5	10,1	10,3
REFINING & MARKETING E CHIMICA				
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	622	256	219
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	63	44	63
Quota di mercato rete in Italia		23,3	23,6	24,0
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil	(%)	69	88	91
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76
ENI GAS & LUCE, POWER & RENEWABLES				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Produzione termoelettrica		20,95	21,66	21,62
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		25,33	28,28	28,54
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6

(a) Relativo alle società consolidate.
(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(c) Media triennale.

Attività di stakeholder engagement

Operando in 68 Paesi con contesti sociali, economici e culturali differenti tra loro, Eni considera il dialogo e il coinvolgimento diretto degli stakeholder, elementi fondamentali per la creazione di valore di lungo periodo, in ogni fase delle proprie attività. L'apertura all'ascolto e allo scambio reciproco, l'inclusione, la comprensione dei punti di vista e delle aspettative degli stakeholder nonché la condivisione delle scelte sono per Eni elementi fondamentali per costruire rapporti basati sulla reciproca fiducia, sulla trasparenza ed integrità.
Per migliorare la conoscenza e la comprensione dei punti di vista e delle aspettative dei molteplici interlocutori, nei diversi siti operativi, dal 2018 Eni si è dotata del supporto di una piattaforma informatica denominata Stakeholder Management System (SMS). Dal 2020 il sistema è in uso nel 100% dei siti in cui Eni ha attività industriali operate monitorando la relazione con circa 4.000 stakeholder. L'SMS consente di comprendere le specificità dei contesti locali, le eventuali esigenze, criticità e aree di miglioramento, i principali temi di interesse, i potenziali impatti sui Diritti Umani, identificando anche l'eventuale presenza di gruppi vulnerabili e di aree censite dall'UNESCO come siti di particolare interesse culturale e/o naturalistico (WHS - World Heritage Sites).

CATEGORIE DI STAKEHOLDER	PRINCIPALI ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT
PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	→ Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e ampliamento della mappatura delle competenze → Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e iniziative internazionali a supporto del team building e dell'innovazione
COMUNITÀ FINANZIARIA	→ Presentazione del piano strategico di lungo termine al 2050 e piano 2020-23, seguito da Road-Show virtuale del CEO e del top management nelle principali piazze finanziarie → Partecipazione alle conferenze tematiche in ambito ESG
COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION	→ Coinvolgimento di oltre 600 comunità tra host (villaggi/comunità che nel loro territorio ospitano gli impianti Eni), transit (comunità presenti in prossimità delle pipeline), neighboring (comunità limitrofe alle attività Eni sul territorio, non impattate direttamente) e indigene - vicine agli impianti
CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	→ Pubblicazione e distribuzione del Codice di Condotta Fornitori Eni → Collaborazione con i fornitori per la gestione dell'emergenza sanitaria → Avvio di JUST (Join Us in a Sustainable Transition) iniziativa per coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica, ponendo la sostenibilità in ogni fase del processo di procurement
CLIENTI E CONSUMATORI	→ Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle Associazioni dei Consumatori (AdC) nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche, risanamento ambientale, risparmio energetico, servizio clienti e nuove iniziative commerciali
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI	→ Partecipazione attiva a workshop e tavoli di lavoro anche tecnico-istituzionali con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali, europei e internazionali su tematiche energetiche, climatiche, relative a sviluppo sostenibile, ricerca e innovazione → Incontri con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali, europei e internazionali su temi strategici
UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA	→ Incontri con Università, Centri di Ricerca e società terze con cui Eni collabora o si interfaccia per lo sviluppo di tecnologie innovative → Accordi e collaborazioni con Politecnico di Milano e Torino, Università di Bologna, Napoli e Pavia, MIT, CNR, INSTM, ENEA e INGV[(a)] → Costituzione con CNR di 4 centri di ricerca nel Mezzogiorno per uno sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo
ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE DI ADVOCACY E DI CATEGORIA E ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI	→ Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, CIDU, EITI e VPI[(b)] → Convegni, dibattiti, seminari, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità (energia, economia circolare, bonifiche, responsabilità sociale d'impresa); realizzazione di linee guida e condivisione di best practice
ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO	→ Definizione di nuove tipologie di accordi di collaborazione di sviluppo locale → Consolidamento delle collaborazioni con organizzazioni della società civile, enti e agenzie di cooperazione e organizzazioni di ispirazione religiosa (AMREF, AVSI, CUAMM, VIS, GHACCO, Fondazione E4Impact, Istituto Superiore Don Bosco di Maputo, Diocesi di Sekondi-Takoradi e Halo Trust Foundation)

(a) Massachusetts Institute of Technology; Consiglio Nazionale delle Ricerche; Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali; Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile; Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia.
(b) Oil and Gas Climate Initiative; World Business Council for Sustainable Development; Comitato Interministeriale dei Diritti Umani; Extractive Industries Transparency Initiative; Voluntary Principles Initiative.
(c) Institute for Human Rights and Business.

	TEMI PRINCIPALI AFFRONTATI[1]
→ Iniziative a sostegno della genitorialità (smart working e servizi nido scuola), dei familiari con disabilità e sostegno psicologico ai dipendenti nell'emergenza COVID-19 → Sottoscrizione tra Eni e le organizzazioni sindacali del nuovo protocollo di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica; incontri periodici con le organizzazioni sindacali per la gestione dell'emergenza sanitaria	
→ Dialogo con il mercato, in particolare sulla politica di remunerazione 2020, prima dell'Assemblea degli azionisti 2020 → Confronti sui risultati trimestrali e update della strategia nel Q2 2020 → Partecipazione del top management alle conferenze tematiche organizzate delle banche	
→ Mappatura delle relazioni con le comunità, richieste e grievance e definizione dei contenuti dell'engagement locale → Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti nonché per la pianificazione e gestione di progetti di sviluppo locale	
→ Ingaggio dei fornitori attraverso la piattaforma eniSpace di comunicazione e collaborazione tra Eni e i fornitori → Completamento della Due Diligence sui diritti umani con la formalizzazione di un modello risk based sul rispetto dei diritti umani lungo il processo di procurement	
→ Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare → Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti → Indagine a rappresentanti nazionali e regionali delle AdC sui temi economia circolare, sostenibilità, transizione energetica	
→ Incontri con delegazioni istituzionali estere, europee, nazionali e locali in occasione di visite di Stato e presso siti industriali → Attività di ingaggio e dialogo istituzionale con think tanks e *fora* nazionali, internazionali e europei sulla transizione verde e relative tematiche geopolitiche ad esse legate	
→ Collaborazione col Politecnico di Milano e con quello di Torino per la realizzazione dei Master Universitari di 2° livello in Energy Innovation e in Energy Engineering and Operations. Concluse le edizioni 2019-2020 → Collaborazioni per lo sviluppo di Modelli di valutazione degli impatti (Politecnico di Milano e Università di Milano – Facoltà di Agraria)	
→ Partecipazione agli incontri degli organi associativi e dei tavoli di lavoro su tematiche strategiche, monitorando eventuali evoluzioni legislative → Incontri specifici con Associazioni Imprenditoriali Territoriali quali il processo di qualifica dei fornitori e le tematiche energetiche di maggiore attualità → Collaborazione con IHRB[(c)] e altre istituzioni internazionali sui diritti umani	
→ Consolidamento delle collaborazioni con Organizzazioni Internazionali, istituzioni italiane ed europee, banche di sviluppo e settore privato (United Nations Development Programme - UNDP; United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization - UNESCO; Food and Agriculture Organization - FAO, United Nations Industrial Development Organization - UNIDO, World Bank, USAID)	



(1) Sono stati evidenziati i temi su cui c'è stata la maggior interazione durante il 2020.

Strategia

"Eni rimane fortemente impegnata a ricoprire un ruolo chiave nella sostenibilità e nell'innovazione, promuovendo lo sviluppo sociale ed economico in tutte le sue attività.
Oggi compiamo un ulteriore passo avanti nella nostra trasformazione e ci impegniamo a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i nostri prodotti e processi entro il 2050. Il nostro piano è concreto, dettagliato, economicamente sostenibile e tecnologicamente realizzabile.
Inoltre, oggi, annunciamo la fusione dei nostri business delle energie rinnovabili e del retail. Con questa nuova realtà, la nostra già ampia base clienti retail crescerà ulteriormente con l'aumento dell'offerta di energia rinnovabile.
La combinazione dei nostri business di bioraffinazione e marketing, inoltre, darà una forte spinta alla mobilità sostenibile. Queste iniziative contribuiranno sensibilmente alla decarbonizzazione dei nostri prodotti e avranno un impatto positivo per i nostri clienti.
Infine, grazie a una forte disciplina finanziaria e una generazione di cassa resiliente, siamo in grado di incrementare la nostra politica di remunerazione, in linea con lo sviluppo strategico del nostro piano".

Claudio Descalzi CEO Eni

Leader nella transizione energetica

Decarbonizzazione delle attività per offrire una varietà di prodotti interamente decarbonizzati

- Zero Emissioni Nette al 2050, cui si aggiungono i nuovi obiettivi di riduzione emissioni assolute nette (Scope 1, 2 e 3): -25% al 2030; -65% entro il 2040
- Net Zero Carbon Intensity al 2050: -15% al 2030, -40% entro il 2040





Creazione di valore per gli stakeholder

Migliorata la politica retributiva

- Dividend floor di €0,36 per azione con Brent a 43 $/bbl rispetto al precedente livello di 45 $/bbl
- Buy-back di €300 milioni/anno con Brent a 56 $/bbl. Confermato il buy-back a €400 milioni/anno da 61 $/bbl e €800 milioni/anno da 66 $/bbl



Integrazione, diversificazione ed espansione

dei business retail e rinnovabili, dei prodotti bio e dell'economia circolare.

Fusione dei business retail e rinnovabili

- Crescita accelerata della base retail a 15 mln clienti al 2030
- Crescita capacità installata da rinnovabili: 15 GW al 2030
- EBITDA raddoppiato: ~ €1 miliardo nel 2024

Solidità finanziaria

per minimizzare l'impatto della volatilità dei prezzi. Crescita selettiva, aumento dell'efficienza e continuo bilanciamento del portafoglio per assicurare valore e rendimenti elevati in tutte le attività.

- Riduzione della cash neutrality del gruppo a copertura dei capex e dividend floor (€0,36 per azione) sotto i 40 $/bbl nel corso del prossimo quadriennio



Gruppo Eni

€13 mld
Flusso di cassa da attività operativa al **2024**

Exploration & Production

Produzione idrocarburi
4 % CAGR **2020-2024**

Global Gas & LNG Portfolio

14 mln ton/a
nel **2024** volumi GNL contrattualizzati

Refining & Marketing

Capacità bioraffinazione
2 mln ton/a
nel **2024; +70% vs. 2020**

Rinnovabili

4 GW
capacità installata al **2024** con investimenti pari a **€3,2 mld** nel quadriennio

Business Retail

>11 mln clienti al 2024; **+15% vs. 2020**

Dopo la profonda trasformazione che ha consentito al Gruppo di sviluppare e diversificare il proprio portafoglio, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni è entrata in una nuova fase di evoluzione del modello di business e si è dotata di una nuova struttura organizzativa con la costituzione delle due Direzioni Generali: la Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica, i progetti di cattura della CO_2 e i progetti di Forestry REDD+ e la Direzione Energy Evolution che curerà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Questo nuovo assetto organizzativo rappresenta un passo fondamentale per la realizzazione della strategia Eni al 2050 che coniuga creazione di valore, sostenibilità dei business e solidità economica e finanziaria.

La strategia elaborata è volta a fronteggiare un contesto complesso caratterizzato da una triplice sfida connessa:
i) alla transizione energetica in atto;
ii) alla gestione efficiente e sostenibile di business tradizionali che assicurano cash flow e ritorni elevati e alla ristrutturazione dei settori in perdita;
iii) all'aumento della remunerazione agli azionisti.

Per fronteggiare tale contesto, la strategia elaborata nel Piano si fonda su tre pilastri:
- la decarbonizzazione delle attività e dei prodotti in linea con gli obiettivi comunicati al mercato;
- la diversificazione e lo sviluppo delle attività retail e rinnovabili, dei prodotti bio e dell'economia circolare;
- il miglioramento della resilienza e flessibilità del nostro portafoglio di attività per assorbire la volatilità dei prezzi attraverso l'ottimizzazione degli asset, la crescita selettiva e il contenimento dei costi di struttura.

Questa strategia sarà realizzata facendo leva su know-how, tecnologie proprietarie e innovazione e consentirà di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare ulteriormente la sicurezza sul lavoro e contribuire attivamente al raggiungimento dei 17 SDGs, su cui si fonda la mission Eni.
L'evoluzione del portafoglio di business avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica, i cui obiettivi sono stati rilanciati prevedendo il raggiungimento della neutralità carbonica al 2050. In particolare, Eni perseguirà una strategia che punta a:
- raggiungere nel 2050 il target net zero sulle emissioni assolute Scope 1, 2 e 3, e l'annullamento della relativa intensità emissiva, riferiti all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti;
- rinforzare il proprio ruolo di attore globale nel mercato dell'energia facendo leva su un mix di portafoglio delle proprie attività sempre più bilanciato e integrato;
- valorizzare al massimo la flessibilità del proprio portafoglio di attività, capace di rispondere ai fattori esterni di mercato e allo stesso tempo pronto a valorizzarne al massimo le opportunità;
- rafforzare il proprio ruolo proattivo nella filiera energetica potenziando nel medio lungo termine l'applicazione di tecnologie low carbon per la produzione di vettori energetici decarbonizzati;
- generare valore per i propri azionisti con una politica di remunerazione progressiva.

Sono confermati e ulteriormente estesi gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione:
- -25% delle emissioni nette assolute Scope 1, 2, 3 @2030 vs. 2018 e -65% @2040;
- -15% dell'intensità emissiva netta dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -40% @2040;
- net zero carbon footprint per le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030, con nuovo target di dimezzamento al 2024 rispetto al 2018;
- net zero carbon footprint per le emissioni Scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Dettagli per linea di business
Piano di lungo termine al 2050 e piano 2021-2024

EXPLORATION & PRODUCTION

La strategia Eni nell'upstream prevede la massimizzazione dei ritorni e della generazione di cassa facendo leva sulla valorizzazione dell'attuale portafoglio di asset, esclusivamente convenzionali, caratterizzati da contenuto break even, modularità dei progetti, accelerato time-to-market e limitata esposizione oltre il medio termine.

L'evoluzione del mix produttivo prevede la componente gas al 60% nel 2030 e ad oltre il 90% nel 2050. Le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream calcolate in base alla produzione equity sono previste azzerarsi nel 2030 facendo leva oltre che sull'efficienza energetica, sui progetti di conservazione delle foreste primarie e secondarie che assicureranno la compensazione di emissioni di CO_2 per circa 20 milioni di tonnellate al 2030 e circa 40 milioni di tonnellate annue al 2050. Altro driver per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e la sequestrazione geologica della CO_2 con un target di circa 50 milioni di tonnellate annue al 2050.

Il Piano 2021-24 prevede:
la crescita della generazione di cassa e la riduzione progressiva della cash neutrality fino a livelli di Brent inferiori a 30 $/barile attraverso:

- la crescita delle produzioni nel periodo 2020-2024 a un tasso medio annuo del 4% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
- la capital discipline con una spesa media di circa €4,5 miliardi per anno nel quadriennio 2021-2024 caratterizzata da elevata flessibilità (>55% capex uncommitted nel periodo 2023-2024);
- l'ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Global Gas & LNG Portfolio per la valorizzazione del gas equity;
- la massimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa;
- la valorizzazione e sviluppo del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2 miliardi di boe di risorse al costo unitario di 1,6 $/barile; l'esplorazione sarà focalizzata in aree limitrofe a campi in produzione near-field e a infrastrutture esistenti o di prossima entrata in esercizio.

La generazione di cassa sarà, inoltre, sostenuta dalla trasformazione del portfolio con l'uscita da asset marginali e/o ad elevato break even e la focalizzazione su asset ad elevata generazione di cassa, la realizzazione di nuove business combination su modello Vår Energi, allo scopo di ridurre l'esposizione finanziaria e consentire una crescita più accelerata degli asset.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2021-2024 superiore a €18 miliardi.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) si focalizzerà nella commercializzazione di tutti i prodotti equity non-oil del Gruppo: gas, biometano, blue energy e idrogeno, riducendo progressivamente la componente non equity. Nell'orizzonte di Piano, GGP proseguirà nella strategia di rinegoziazione del portafoglio di approvvigionamento gas long-term con l'obiettivo di allineare le condizioni di fornitura a mercati sempre più volatili, di ottimizzare la logistica riducendo l'incidenza dei costi di logistica e di far leva sulle flessibilità degli asset per massimizzare i margini commerciali. L'altro driver di crescita e di creazione di valore è l'espansione nel business LNG attraverso lo sviluppo in nuovi mercati a premio ed in crescita in Middle East/Far East e sfruttando anche le possibili sinergie con il mercato legacy in Europa e la sempre maggiore integrazione con il business upstream per la valorizzazione del gas equity. Il portafoglio di volumi GNL contrattualizzati attesi sarà pari a 14 mln ton/a nel 2024 (+45% vs. 2020) con una quota di gas da progetti equity superiore al 70%. Alla creazione di valore contribuirà anche la massimizzazione della generazione di cassa dagli asset di trasporto gas internazionale.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow cumulato 2021-2024 pari a €0,8 miliardi.

REFINING & MARKETING

La strategia del settore Raffinazione e Marketing è focalizzata sullo sviluppo della capacità di raffinazione bio che è prevista quasi raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno nel 2024 e crescere ulteriormente fino a raggiungere la capacità di 5-6 milioni di tonnellate per anno nel 2050; le bioraffinerie saranno alimentate esclusivamente con cariche palm oil free di II e III generazione entro il 2023. Nel marketing retail è prevista l'evoluzione graduale del mix di prodotti venduti, raggiungendo al 2050 il 100% della vendita di prodotti decarbonizzati.

Il Piano 2021-24 prevede:
- l'ottimizzazione delle attività di raffinazione tradizionale (sfruttando le flessibilità del sistema) nonché il raggiungimento del pieno potenziale del complesso di raffinazione di Ruwais;
- la diversificazione attraverso il potenziamento della raffinazione "bio" con l'aumento della capacità di lavorazione fino a 2 milioni di tonnellate nel 2024, palm oil free e alimentata con l'80% di cariche "waste & residues";
- la crescita del marketing in Europa privilegiando segmenti ad alta marginalità, il potenziamento dell'offerta di carburanti alternativi, l'ulteriore sviluppo dei servizi non-oil nel retail e, più in generale, la promozione della mobilità sostenibile.

CHIMICA

La strategia di lungo termine di Eni punta a ridurre in maniera significativa l'esposizione del business chimico alla volatilità del ciclo e del costo della carica petrolifera attraverso la specializzazione del portafoglio prodotti e lo sviluppo e integrazione della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo chimico/meccanico.

Il Piano 2021-24 prevede:
- la progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il "compounding" per ridurre la volatilità dei margini;
- lo sviluppo della chimica da rinnovabili con nuovi processi e prodotti;
- l'espansione di iniziative di economica circolare, in particolare riciclo meccanico e chimico anche attraverso il ricorso a partnership;
- la progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando l'efficienza energetica.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Le principali linee strategiche di medio/lungo termine prevedono lo sviluppo sinergico della capacità installata per la produzione di energia da fonti rinnovabili con target di 15 GW al 2030 e di 60 GW al 2050 e del portafoglio di clienti retail fino a superare 20 milioni di contratti di fornitura al 2050 attraverso la selezione delle aree di espansione delle rinnovabili legata alla presenza dei nostri clienti oltre allo sviluppo delle attività nelle aree in cui Eni già opera. Nel 2050 è prevista la fornitura ai clienti retail di prodotti decarbonizzati provenienti dal portafoglio Eni (energia da rinnovabili e biometano) e di servizi di nuova generazione.

Il Piano 2021-24 prevede:
- la realizzazione di 4 GW di capacità installata al 2024 con investimenti pari a 3,2 miliardi nell'arco di piano;
- crescita del portafoglio clienti maggiore di 11 milioni al 2024 anche attraverso l'espansione internazionale con ingresso nel mercato iberico;
- il focus su servizi extra-commodity e massimizzazione del valore legato alla transizione energetica;
- la massimizzazione dei risultati power grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione e il ricorso ad investimenti mirati;
- l'individuazione e sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche a basso impatto carbonico.

Principali dati economico finanziari – Piano 2021-2024

Il piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, prevede investimenti complessivi per circa €27 miliardi ed è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità con più del 55% di investimenti non ancora contrattualizzati nel 2023-24. Il piano di investimenti per l'upstream, che rappresenta il 65% del totale, è ben diversificato in termini geografici grazie agli sviluppi in Medio Oriente, Africa e Messico.

Il programma di investimenti di Eni è di alto valore e resiliente anche in uno scenario sfidante. L'attuale portafoglio di progetti upstream in esecuzione ha un prezzo di break even pari a 28 $/barile al 2024 e un IRR complessivo di circa il 18%. Questi progetti rimangono competitivi anche in presenza di scenari di prezzo Brent inferiori. In particolare, assumendo scenari inferiori del 20%, l'IRR complessivo si ridurrebbe di 2 punti percentuali.

In coerenza con gli obiettivi di medio e lungo termine e per alimentare il processo di decarbonizzazione della società, Eni pianifica investimenti in fonti rinnovabili, di efficienza energetica, economia circolare e abbattimento del flaring di oltre €4 miliardi. Per quanto riguarda i progetti nelle rinnovabili Il tasso di rendimento interno unlevered è compreso tra il 6 e il 9% e, attraverso operazioni di finanziamento, potrà raggiungere un livello a doppia cifra; mentre per le bioraffinerie è previsto un IRR del 15%.

Assumendo uno scenario Brent in progressiva crescita a 60 $/barile, il flusso di cassa ante working capital cumulato nell'orizzonte di piano è atteso pari a €44 miliardi, ovvero pari a €39 miliardi in uno scenario di 50 $/barile flat.

Eni prevede la copertura, attraverso la generazione di cassa organica, degli investimenti e del dividend floor di €0,36 per azione in corrispondenza di un prezzo del Brent inferiore a 40 $/barile nel 2024.

Il piano, in coerenza con l'aggiornamento della remunerazione degli azionisti, prevede un dividend floor pari a €0,36 per azione erogato per scenari Brent con media annua non inferiore a 43 $/barile; il dividendo addizionale quantificato in funzione della media Brent attesa per ciascun anno è calcolato in percentuale del free cash flow incrementale per effetto prezzo.

Il piano prevede, inoltre, l'attivazione del buy-back per €300 milioni/annui con scenari Brent da 56 $/barile; confermati i precedenti livelli di €400 milioni/annui per scenari Brent da 61 a 65 $/barile e €800 milioni/annui per scenari superiori a 65 $/barile.

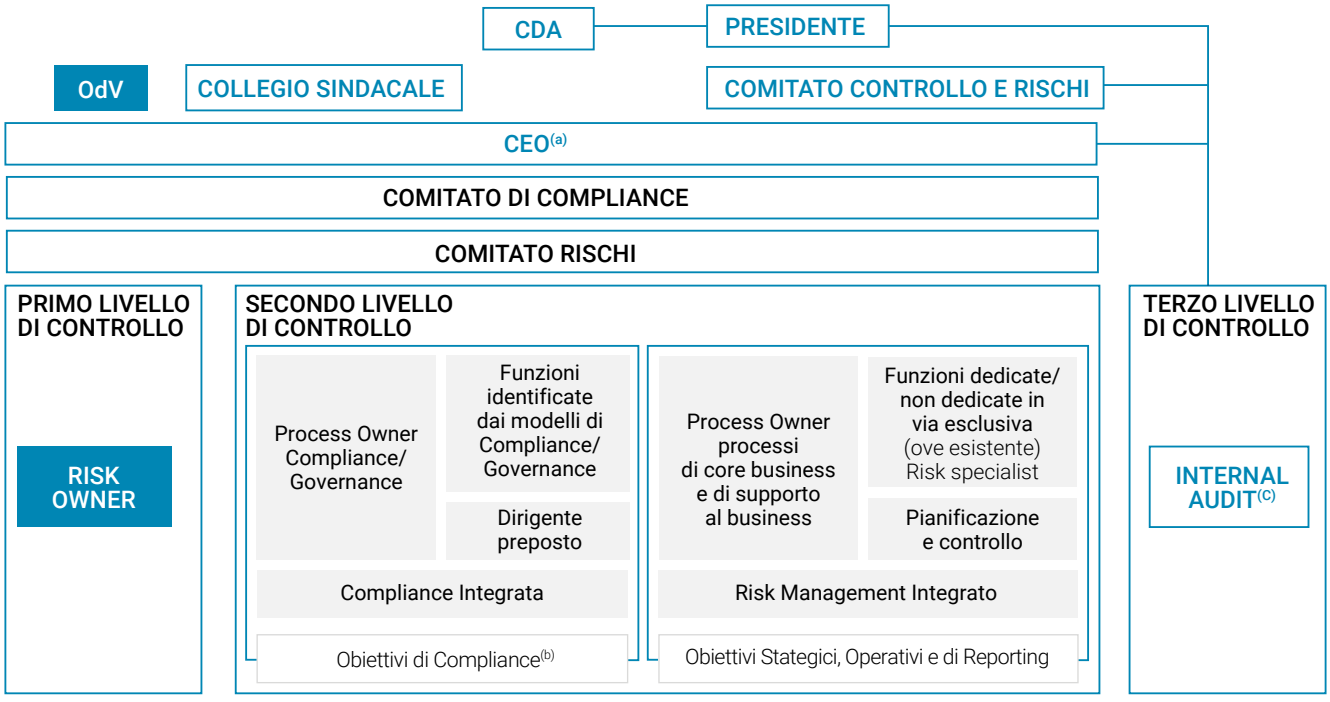
Risk Management Integrato



Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica.
Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva sul principio di terzietà delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico e degli obiettivi di medio e lungo termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.

Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v.pag.38), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti i rischi che possano assumere rilievo nell'ambito della sostenibilità del business nel medio-lungo periodo. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.



(a) Amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.
(b) Inclusi gli obiettivi di attendibilità dell'informativa finanziaria.
(c) Director Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e all'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

Il processo di Risk Management Integrato

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio e lungo termine. RMI supporta il management nel processo decisionale rafforzando la consapevolezza del profilo di rischio e delle relative mitigazioni. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sotto-processi: (i) risk governance, metodologie e strumenti (ii) risk strategy, (iii) integrated risk management, (iv) risk knowledge, formazione e comunicazione.

Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (**risk strategy**) attraverso l'analisi del profilo di rischio e delle opportunità di business sottostanti al piano e allo sviluppo di lungo termine, nonché l'individuazione di proposte di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento.

Il sotto-processo "**Integrated Risk Management**" prevede: cicli periodici di risk assessment e monitoraggio (Integrated Risk Assessment) per la comprensione dei rischi assunti sulla base degli obiettivi strategici e di medio-lungo termine e delle azioni definite per raggiungerli; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Mgmt) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei paesi di presenza o di potenziale interesse (ICR) che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di maggior rilievo (Integrated Project Risk Mgmt e M&A).

I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

Nel corso del 2020 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 121 società controllate presenti in 43 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business. Particolare attenzione è stata dedicata all'analisi del rischio Biologico - Pandemia COVID-19 considerato sia come rischio sulla salute delle persone che come rischio sistemico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, paese e operativi.

Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2020. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento attuate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2020.

Il sotto-processo **risk knowledge, formazione e comunicazione** è volto ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, a rafforzare un linguaggio comune tra le risorse che operano in ambito risk management, trasversalmente ai diversi business di Eni, nonché la condivisione delle informazioni e delle esperienze anche attraverso lo sviluppo di una Comunità di Pratica.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento).

RMI - Risk Management Integrato ⟶
Processo risk-based

1 Risk Governance, metodologie e strumenti

2 Risk Strategy

3 Integrated Risk Management
> INTEGRATED RISK ASSESSMENT
> INTEGRATED COUNTRY RISK
> CONTRACT RISK MANAGEMENT
> INTEGRATED PROJECT RISK MANAGEMENT & M&A

4 Risk Knowledge, formazione e comunicazione

Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento

Rischio strategico

SCENARIO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	**Scenario Prezzi**, visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Interventi volti a migliorare la resilienza (riduzione della cash neutrality), la flessibilità (in termini di decisioni di investimento) e l'efficienza (capital discipline e azione sui costi di struttura) dell'azienda; → allineamento del portafoglio supply gas ai prezzi di mercato e ai relativi contratti di vendita con indicizzazione ai principali hub europei invece che oil-linked; → rinegoziazione contratti del portafoglio supply gas per flessibilizzazione prelievi fisici; → flessibilizzazione della capacità di raffinazione e generazione elettrica tradizionale; → massimizzazione capacità bioraffinerie; → ottimizzazione impianti petrolchimici.

Obiettivi aziendali: Redditività aziendale | Corporate Reputation | Rapporti con Stakeholder, Sviluppo Locale

Rischio strategico

CONTRAZIONE DOMANDA/CONTESTO COMPETITIVO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contrazione domanda/contesto competitivo, riferito al verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: i) ridurre volumi di vendita, ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Integrazione attività midstream e upstream e gestione in ottica di portafoglio dei volumi gas equity, per favorire la massimizzazione del relativo valore; individuazione progetti a basso break even e veloce time-to-market;
- consolidamento quota mercato relativa ai prodotti downstream oil commercializzati sulla rete in Italia e crescita selettiva all'estero; evoluzione verso la stazione Servizi alla Mobilità;
- differenziazione del portafoglio verso prodotti petrolchimici a maggior valore aggiunto, estensione filiera a valle e sviluppo chimica da rinnovabili;
- massimizzazione valore e fidelizzazione della customer base retail Gas & Power;
- crescita nelle tecnologie rinnovabili attraverso partnership, anche con operatori con competenze distintive nel settore (per ambiti tecnologici più innovativi).

CLIMATE CHANGE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Climate change, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto;
- piano di medio e lungo termine al 2050, che coniuga linee guida di sviluppo dei business per la progressiva trasformazione industriale con obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni GHG associate ai prodotti energetici venduti da Eni nonché compensazione delle emissioni;
- piano quadriennale con previsione per ciascun business di azioni operative a sostegno e per l'attuazione della trasformazione industriale indicata nel piano di medio e lungo termine;
- inclusione di obiettivi legati alla transizione energetica nei piani di incentivazione del management;
- leadership nella disclosure e adesione a iniziative internazionali.

ESPOSIZIONE SU CONTRATTI A LUNGO TERMINE (CONTRATTI LONG TERM SUPPLY GAS)

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contratti long term supply gas, riferito al possibile disallineamento del costo di fornitura e dei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti rispetto alle attuali condizioni di mercato.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Portafoglio supply diversificato e rinegoziazione di prezzi-volumi;
- bilanciamento portafoglio con vendite agli Hub, sia in Italia sia nel Nord Europa, dei volumi non destinati ai normali canali commerciali;
- difesa legale e presidio continuo nella gestione degli arbitrati e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rapporti con gli stakeholder internazionali, nazionali e locali sulle attività dell'industry Oil & Gas, con impatti anche a livello mediatico.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano quadriennale e dei piani di incentivazione del management;
- piani di comunicazione mirati, sviluppo di iniziative di dialogo e confronto con il territorio, iniziative di comunicazione delle strategie ed attività di Eni attraverso i media con target prevalentemente istituzionale e, altresì, attraverso un piano di distribuzione internazionale cross-media di contenuti multimediali ai fini di brand Reputation & Recognition;
- iniziative di incontro e ascolto degli stakeholder e rafforzamento della presenza in aree critiche per intensificare la gestione dei rapporti con le istituzioni locali e il territorio.

Obiettivi aziendali: Redditività aziendale | Corporate Reputation | Rapporti con Stakeholder, Sviluppo Locale

Rischio esterno

BIOLOGICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	**Biologico-diffusione di pandemie ed epidemie**, riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie e al deterioramento delle infrastrutture sanitarie e della capacità di risposta sanitaria.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di Crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta; → predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) finalizzato anche alla definizione di un business continuity plan; → misure restrittive e di prevenzione (anche attraverso modalità alternative di lavoro) nelle sedi ufficio e nei siti operativi; → coordinamento e centralizzazione dell'approvvigionamento dei dispostivi di protezione e dei dispostivi medici; → gestione centralizzata dei servizi di emergenza sanitaria internazionale.

GEOPOLITICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	**Geopolitico**, riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi; → monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business; → valorizzazione presenza Eni con attenzione a tematiche economiche e sociali dei paesi.

PAESE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	**Instabilità politica e sociale**, riferito sia all'instabilità politica e sociale, sia a eventi criminali/bunkering all'interno del paese verso Eni e consociate, con potenziali ricadute in termini di minori produzioni, ritardi nei progetti, potenziali danni a persone e asset. **Global security risk**, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali. **Credit & Financing Risk**, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Relazioni istituzionali con Ministeri/Autorità locali, impegno al rispetto dei diritti umani; → presenza di un sistema di gestione dei rischi di security con analisi di misure preventive specifiche per paese e per sito e implementazione di piani di emergenza finalizzati alla massima sicurezza delle persone e della gestione di attività ed asset; → stipula di piani di rientro specifici per paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario; → richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie.

NORMATIVO SETTORE ENERGY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	**Normativo Settore Energy**, riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie; dialogo con le istituzioni per rappresentare la posizione Eni; → definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa: incremento capacità bioraffinazione, sviluppo del riciclo meccanico e chimico, utilizzo feedstock alternativi all'olio di palma, sviluppo biometano, ecc.

Rischio operativo

INCIDENTI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Rischi di **blow-out** e altri **incidenti agli asset** upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel **trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra** (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Coperture assicurative; → real time monitoring per i pozzi; → monitoraggio proattivo degli eventi incidentali con identificazione dei weak signals in ambito Process Safety; → improvement tecnologici e operativi e Asset Integrity Management; → rating operatori attività di vetting; → monitoraggio continuo dati tecnici e di trasporto, utilizzo personale qualificato, manutenzioni preventive; → contract Risk Management (Pre/Post award); → formazione continua.

CYBER SECURITY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	**Cyber Security & Spionaggio industriale**, riferito al verificarsi di attacchi informatici capaci di compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché di favorire la sottrazione di informazioni sensibili per Eni.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack; → potenziamento di infrastrutture e servizi di Cyber Security Operations, rafforzamento dei sistemi di protezione delle postazioni di lavoro per la navigazione e la posta elettronica e del monitoraggio in funzione del ricorso massivo allo smart working a seguito dell'emergenza COVID-19 → costante aggiornamento e adeguamento dei presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni; → piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali (italiani ed esteri), azioni di formazione e sensibilizzazione del personale; → rafforzamento della cultura aziendale in ambito Cyber Security con particolare attenzione ai comportamenti chiave da adottare (es. smart working sicuro).

INDAGINI E CONTENZIOSI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	**Contenziosi in materia ambientale e salute e sicurezza**, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation. **Coinvolgimento in indagini e contenziosi in materia di corruzione**.
AZIONI DI TRATTAMENTO	→ Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere; → monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti; → rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità; → attività di formazione interna a tutti i livelli sulle tematiche di interesse; → presidio dei rapporti con la Pubblica Amministrazione e definizione di percorsi per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio; → costante confronto con il Ministero dell'Ambiente sugli iter autorizzativi nell'ambito delle attività di bonifica; → continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica; → iniziative di comunicazione mirate; → attività di audit sulla compliance alle normative anticorruzione e 231.

Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance[1], elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.
Inoltre, in linea con i principi definiti dal Consiglio di Amministrazione, Eni si impegna a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza, partecipando ad iniziative per migliorare il proprio sistema. Tra le varie iniziative, nel corso del 2020, ha partecipato ad iniziative promosse da enti e associazioni nazionali e internazionali, tra cui l'Enacting Purpose Initiative, promossa dalla Saïd Business School dell'Università di Oxford, per approfondire il tema dello scopo dell'impresa in termini di sostenibilità (cd. purpose).
Inoltre, il 23 dicembre 2020, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice di Corporate Governance 2020, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021.
Il nuovo Codice individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli.
In tale ottica, una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. Nel corso del 2020 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale, pur in presenza di un contesto emergenziale che ha reso meno immediato il contatto, da ultimo anche in sede assembleare. Agli azionisti sono stati comunque garantiti tutti i diritti di legge e ulteriori strumenti informativi al fine di consentire il maggior coinvolgimento possibile.

La Corporate Governance di Eni

Modello di governance Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Nomina e composizione degli organi sociali

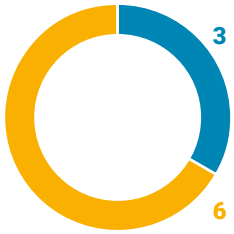
Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica, nominati nel maggio 2020 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2022, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienze e competenze, anche avuto riguardo

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, redatta ai sensi dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/1998 e pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

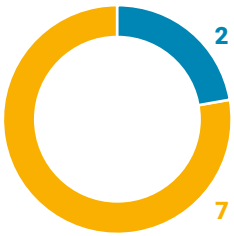
alle strategie della Società, alla sua trasformazione e al percorso di transizione energetica. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato. Anche il Collegio Sindacale ha espresso agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle valutazioni effettuate il 14 maggio 2020 al momento dell'insediamento degli organi, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7[2] dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

COMPOSIZIONE CDA

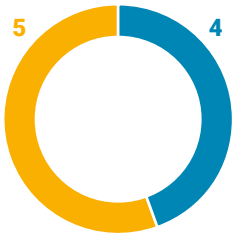
Lista di provenienza



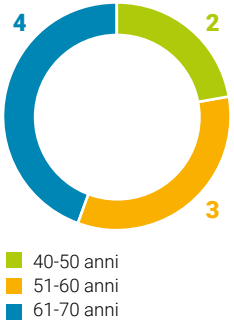
Indipendenza[(a)]



Diversità di genere



Fasce di età[(b)]



(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge.
(b) Dati al 31 dicembre 2020.

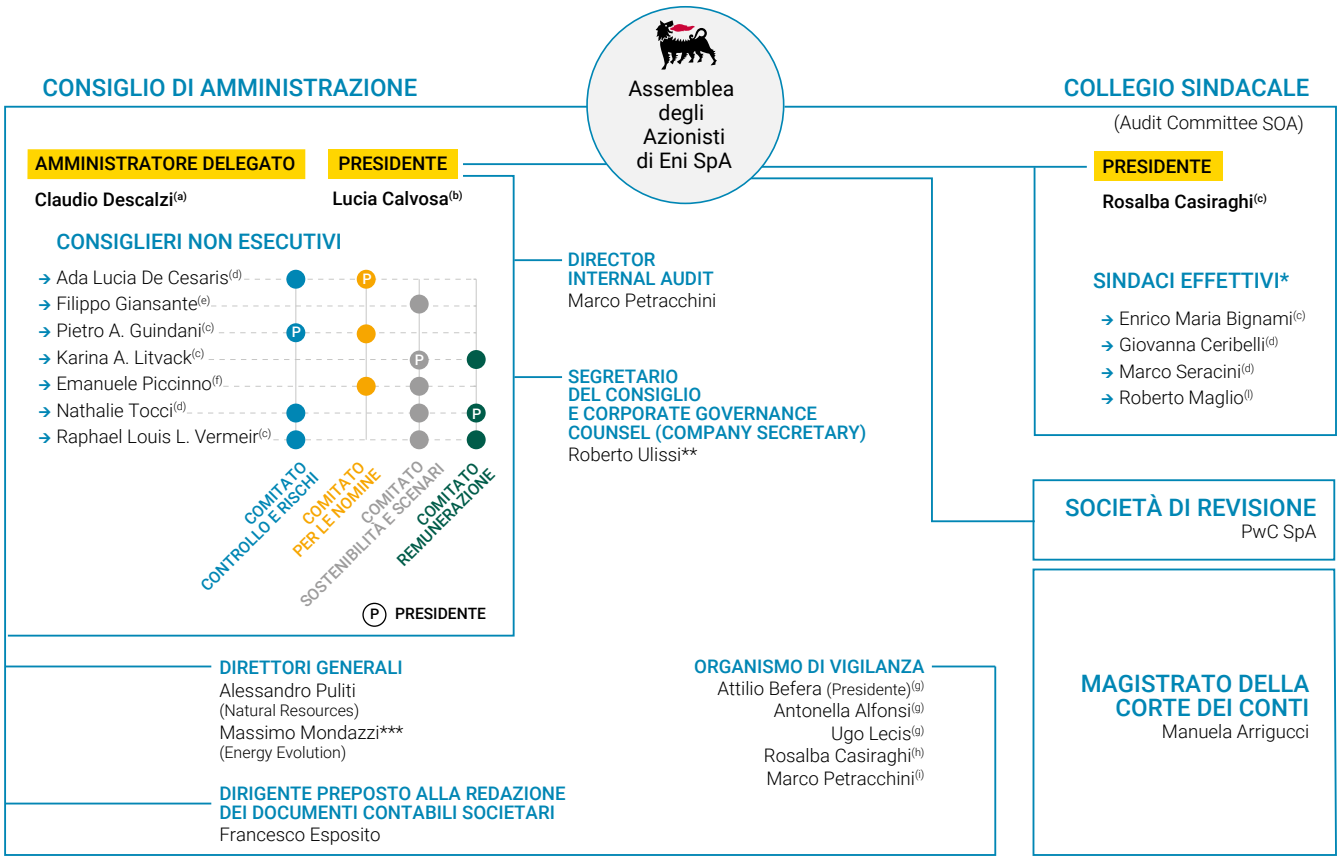
La struttura del Consiglio

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato il 14 maggio 2020 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi[3], il Comitato Remunerazione[4], il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.

Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato nomina, revoca, remunerazione e risorse — fermo il supporto al Consiglio del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato per le Nomine, per quanto di competenza, e sentito il Collegio

(2) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina all'epoca vigente erano indipendenti 5 dei 9 Amministratori in carica.
(3) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 2 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possedevano l'esperienza sopra indicata.
(4) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che tutti e 3 i componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Corporate Governance e del proprio Regolamento.

Sindacale — gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è inoltre coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile Risk Management Integrato e il Responsabile Compliance Integrata.
Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio[5]. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Corporate Governance, e la Presidente vigila sulla sua indipendenza.
Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2020:

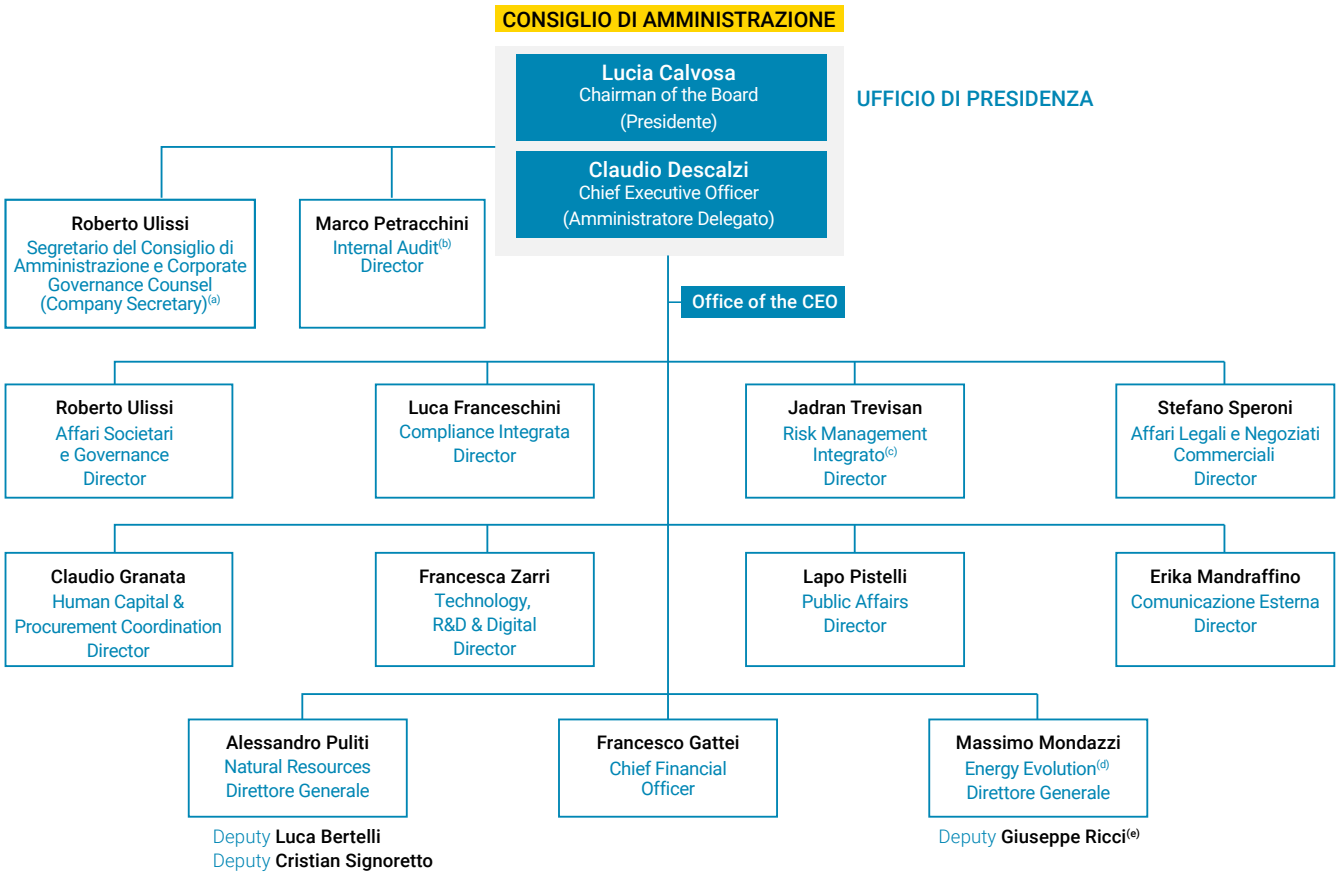


(a) Componente eletto dalla lista di maggioranza.
(b) Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
(c) Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
(d) Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
(e) Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.
(f) Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo e indipendente ai sensi di legge.
(g) Componente esterno.
(h) Presidente del Collegio Sindacale.
(i) Director Internal Audit.
(l) Roberto Maglio - Sindaco Supplente eletto dalla lista di maggioranza, subentrato al Sindaco Effettivo Mario Notari dal 1° settembre 2020.

* Sindaco Supplente: Claudia Mezzabotta - componente eletto dalla lista di minoranza.
** Anche Director Affari Societari e Governance. Dal 1° gennaio 2021 il Segretario del CdA e Board Counsel è Luca Franceschini, anche Director Compliance Integrata.
*** Dal 1° gennaio 2021 il Direttore Generale Energy Evolution è Giuseppe Ricci.

(5) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Board Counsel è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 31 dicembre 2020:



(a) Dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente. Dal 1° gennaio 2021 Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel è Luca Franceschini.
(b) Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.
(c) Dal 1° gennaio 2021 il Director Risk Management Integrato è Grazia Fimiani.
(d) Dal 1° gennaio 2021 il Direttore Generale Energy Evolution è Giuseppe Ricci.
(e) Fino al 31 dicembre 2020.

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità[6], controllo interno e gestione dei rischi.

Assetti organizzativi

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, inclusi alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance. In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una funzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla funzione Legale. Inoltre, a giugno 2020, il Consiglio ha ridefinito la struttura organizzativa della Società con la costituzione di due Direzioni Generali (Energy Evolution e Natural Resources), varando un nuovo assetto coerente con la mission aziendale e funzionale al raggiungimento degli obiettivi strategici.

(6) Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Responsabile Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza. A tal fine, il Consiglio è supportato dal Comitato per le Nomine.

Flussi informativi

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e, anche tramite singoli componenti, alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi, assicurando con quest'ultimo uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.
L'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi verso il Consiglio di Amministrazione è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

Formazione e autovalutazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")[7], di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consiglieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, completata per cinque volte negli ultimi 9 anni e da ultimo avviata contestualmente alla Board Review 2020, rappresenta una best practice fra le società quotate italiane; Eni è stata una delle prime società italiane a effettuarla sin dal 2012. Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2020 ha svolto la propria autovalutazione.
A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. Nel corso del 2020, a seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, si sono tenute numerose sessioni di induction aperte a Consiglieri e Sindaci, nell'ambito di riunioni sia del Consiglio e del Collegio Sindacale sia dei Comitati consiliari, su tematiche di competenza dei Comitati stessi. In particolare, tra i temi affrontati si segnalano quelli relativi alla struttura aziendale e al suo modello di business, alla mission e al percorso di decarbonizzazione di Eni, alla sostenibilità, alla governance, alla compliance, al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, a tematiche contabili e fiscali, alla politica di remunerazione e al capitale umano.

La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni rispecchia la volontà della Società di integrare la sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile" indicato dal nuovo Codice di Corporate Governance, all'interno del proprio modello di business. Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle politiche e delle strategie di sostenibilità, nell'identificazione di obiettivi annuali, quadriennali e di lungo termine condivisi fra funzioni e società controllate e nella verifica dei relativi risultati, che vengono anche presentati all'Assemblea degli azionisti.

(7) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

In particolare, un tema centrale su cui il CdA riveste un ruolo chiave è la sfida legata al processo di transizione energetica verso un futuro low carbon[8].
Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo all'ultimo anno di mandato, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2020, anche in funzione della definizione degli orientamenti sulla composizione del futuro consiglio[9], ha fornito agli Amministratori l'occasione di riflettere in maniera specifica sul cambiamento climatico e sul ruolo del Consiglio rispetto a questa sfida futura. Il Consiglio è apparso pienamente consapevole degli impatti del cambiamento climatico sulle attività di Eni e ha confermato in linea generale di essere adeguatamente informato sui principali aspetti anche normativi. I Consiglieri hanno condiviso il ruolo del Board nella definizione di una governance orientata all'obiettivo del contrasto al cambiamento climatico, anche rispetto al monitoraggio della road map degli impegni di Gruppo per contrastare tale fenomeno, e alla costante valutazione dei rischi e opportunità associati.
Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti Umani, infatti, a dicembre 2018, il CdA di Eni SpA ha approvato la Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. Questo documento rinnova l'impegno aziendale, allineandolo ai principali standard internazionali in materia di Diritti Umani e Impresa, a partire dai Principi Guida delle Nazioni Unite, evidenziando inoltre le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno.
Inoltre, proseguendo nel percorso di trasformazione, nel mese di settembre 2019 il CdA di Eni ha approvato una nuova Mission aziendale, che prende ispirazione dai 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e mette in luce i valori di Eni relativi al clima, all'ambiente, all'accesso all'energia, alla cooperazione e alle partnership per lo sviluppo, al rispetto delle persone e dei diritti umani. La mission evidenzia i principi che sono alla base del modello di business dell'azienda volto all'integrazione della sostenibilità in tutte le attività dell'azienda e che ha riguardo, oltre che per clima e ambiente, anche per la crescita, la valorizzazione e la formazione delle risorse umane, considerando la diversità come opportunità.

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2020

- → Strategia finanziaria di sostenibilità e reportistica di sostenibilità 2020
- → Rendicontazione di sostenibilità 2019: "Eni for"
- → Aggiornamento dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act"
- → Relazione Finanziaria 2019, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)
- → Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance
- → Risultati HSE 2019
- → Piano quadriennale e di lungo termine (che include obiettivi sui temi non finanziari)

Ulteriori tematiche sono state affrontate nell'ambito delle attività di induction sopra richiamate: in particolare, oltre ai temi già citati, si segnalano tra l'altro anche le tematiche relative al compliance programme anticorruzione, al Codice Etico, ai piani di successione, alla valorizzazione delle professionalità tecniche e all'evoluzione delle competenze in Eni.

(8) Per approfondimenti sul ruolo del CdA nel processo di transizione energetica e nel perseguimento del successo sostenibile si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.
(9) Sulla scorta degli esiti del processo di autovalutazione, il Consiglio uscente ha espresso agli azionisti il già citato orientamento sulla composizione del futuro consiglio che ha evidenziato l'opportunità della presenza nel Consiglio da nominare, tra l'altro, di professionalità in possesso di competenze ed esperienze adeguate per una piena condivisione del percorso di decarbonizzazione nonché, con specifico riferimento al tema della transizione energetica e alla sua centralità nel piano strategico di Eni, l'importanza di professionalità con esperienza in contesti di cambiamento strategico di analoga complessità su scala globale, e "soft skills" quali la capacità di integrare le tematiche di sostenibilità nella visione del business.

Grazie al crescente impegno nella trasparenza ed al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile nel lungo termine, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG[10].

Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società[11].

La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni contribuisce alla strategia aziendale, al perseguimento degli interessi di lungo termine, è funzionale al successo sostenibile della Società ed è definita in coerenza con il modello di governance adottato e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, in modo tale da attrarre, motivare e trattenere persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti e gli altri stakeholder nel medio-lungo periodo.

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione ai ruoli e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, nell'ambito di panel di imprese con caratteristiche di business comparabili con Eni. Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative di azionisti e stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio.

La Politica definita per il mandato 2020-2023 prevede pertanto il mantenimento, nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG (dirette e indirette), nonché l'introduzione di un nuovo indicatore relativo l'incremento della capacità installata nell'ambito delle fonti rinnovabili (peso 12,5%), in sostituzione del parametro relativo alle risorse esplorative.

Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, prevede inoltre un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa[12].

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi[13]

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate ad una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, al fine di contribuire al successo sostenibile della società.

(10) Si rimanda al paragrafo "Rapporti con gli azionisti e il mercato" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020 ed alla pagina Investor Relations del sito per gli aggiornamenti puntuali su indici e rating ESG di rilevanza per i mercati finanziari.
(11) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2020 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.
(12) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n. 58/98.
(13) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.
La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, aderendo al nuovo Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario[14].
Nel corso del 2018 è stata completata la definizione del modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk-based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità.
In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla funzione Compliance Integrata.
Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia.
La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato. Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.
La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Financial Officer. Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Corporate Governance, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(14) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

Natural Resources



La Direzione Generale Natural Resources è impegnata nella valorizzazione in ottica sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas con l'obiettivo di ridurre la sua impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas, gestendo anche la commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, è impegnata nello sviluppo di progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO_2 e di progetti di conservazione delle foreste (REDD+).
Oltre al business Exploration & Production, la Direzione include i risultati del business della commercializzazione del gas all'ingrosso e del GNL, nonché i risultati del business di risanamento ambientale e riqualificazione svolto dalla controllata Eni Rewind.



€ 1,55 mld

Utile operativo adjusted Exploration & Production

€ 326 mln

Utile operativo adjusted GGP superiore alle aspettative
+69% vs. 2019

1,73 mln boe/giorno

Produzione idrocarburi in linea con la guidance ridefinita a seguito del COVID-19

400 mln di boe

Nuove risorse esplorative equity scoperte al costo competitivo di 1,6 $/boe

1,5 mln di tonnellate di CO_2eq.

Offset emissioni da Forestry REDD+

11,4 mln di tonnellate di CO_2eq.

Net Carbon footprint upstream
-23% vs. 2019

Exploration & Production



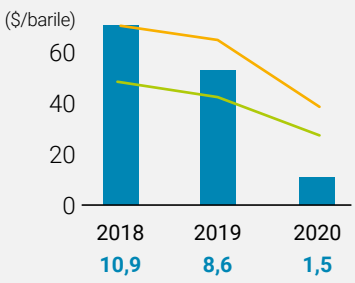
1,73 mln boe/g
Produzione idrocarburi
in linea con la guidance
ridefinita a seguito del COVID-19

6,9 mld di boe
Riserve certe nel 2020
tasso di rimpiazzo all sources
96% media triennale

400 mln di boe
Nuove risorse esplorative
equity scoperte al costo
competitivo di 1,6 $/boe

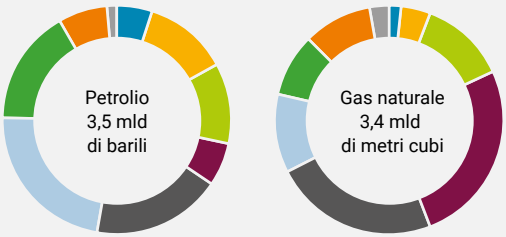
1,5 mln tonn. CO_2eq.
Offset emissioni da
Forestry REDD+

Scenario vs. Performance



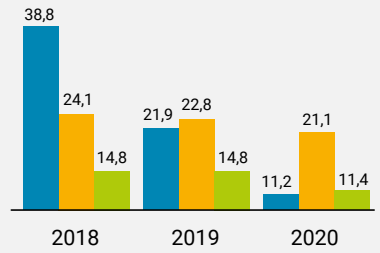
- Utile operativo adjusted (€ mld)
- Brent
- Eni - prezzi medi di realizzo idrocarburi

Riserve 2020



- Italia
- Resto d'Europa
- Africa Settentrionale
- Egitto
- Africa Sub-Sahariana
- Kazakhstan
- Resto dell'Asia
- America
- Australia e Oceania

Verso zero emissioni nette



- Emissioni fuggitive di metano (mgl di ton. di CH_4)
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) (mln di ton. di CO_2eq.)
- Net Carbon Footprint upstream (mln di ton. di CO_2eq.)

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,33	0,30
di cui: dipendenti		*0,18*	*0,18*	*0,29*
contrattisti		*0,31*	*0,37*	*0,30*
Profit per boe[a][b]	($/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe[c]		6,5	6,4	6,8
Cash flow per boe		9,8	18,6	22,5
Finding & Development cost per boe[b][c]		17,6	15,5	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		28,92	43,54	47,48
Produzione di idrocarburi[c]	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.815	10.272	10.448
di cui all'estero		*6.123*	*6.781*	*6.971*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[d]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	21,1	22,8	24,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata[d][e]	(tonnellate di CO_2eq./migliaia di boe)	20,0	19,6	21,4
Emissioni fuggitive di metano[d]	(migliaia di tonnellate di CH_4)	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine[d]	(miliardi di Sm^3)	1,0	1,2	1,4
Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2)[f]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	11,4	14,8	14,8
Oil spill operativi (>1 barile)[d]	(barili)	882	985	1.595
Acqua di formazione reiniettata[d]	(%)	53	58	60

(a) Relativo alle società consolidate.
(b) Media triennale.
(c) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(d) Calcolato sul 100% degli asset operati.
(e) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.009 mln di boe, 1.114 mln di boe e 1.067 mln di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018.
(f) Calcolato su base equity ed include i carbon sink.

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta allo 0,28 con un decremento del 15%, confermando l'impegno Eni nelle diverse attività per la riduzione degli infortuni.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in riduzione del 7% per effetto del calo delle attività in relazione all'emergenza sanitaria.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata in aumento del 2% rispetto al 2019 per effetto del calo delle produzioni in relazione all'emergenza sanitaria e del calo della domanda gas in Egitto, le cui produzioni sono associate a un basso impatto emissivo.
- Emissioni fuggitive da metano in asset operati in riduzione del 49% rispetto al 2019, principalmente grazie al completamento delle campagne di monitoraggio e delle attività di manutenzione. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento in anticipo del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.
- Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity) in riduzione del 23% rispetto al 2019 per effetto dei cali produttivi registrati in relazione all'emergenza sanitaria e a seguito della compensazione tramite l'utilizzo di crediti.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo in asset operati in riduzione del 14% rispetto il 2019 per il raggiungimento dello zero flaring di processo in Angola, presso il sito di West Hub nel mese di luglio, e il fermo delle attività per forza maggiore presso i giacimenti di Bu-Attifel ed El-Feel in Libia.
- Oil spill operativi in riduzione del 10% rispetto al 2019 grazie alle misure tecniche adottate nelle attività operative.

- Acqua di formazione reiniettata in riduzione rispetto al 2019 (-8,9%) a causa delle fermate in Libia, nonché dei problemi tecnici in Congo, presso i giacimenti di Loango e Zatchi, e in Nigeria, presso il giacimento di Ebocha.
- Nel 2020 il settore E&P ha registrato l'utile operativo adjusted di €1.547 milioni, con una contrazione dell'82%, penalizzato dallo scenario recessivo a causa degli effetti della pandemia COVID-19 che si sono riflessi sia sui prezzi di realizzo degli idrocarburi e sia sui livelli produttivi, penalizzati dalle azioni di ottimizzazione degli investimenti per preservare il cash flow, dai tagli dell'OPEC+, nonché dal calo della domanda gas.
- Produzioni di idrocarburi pari a 1,73 milioni di boe/giorno, in riduzione del 7% rispetto al 2019. Al netto dell'effetto prezzo, il calo della produzione è dovuto agli effetti del COVID-19, ai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e alla riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Il contributo da avvii/ramp-up pari a 109 mila boe/giorno e i contributi del portafoglio (Norvegia) sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, prevalentemente per un fattore contrattuale, nonché dal declino dei giacimenti maturi.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2020 ammontano a 6,9 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 41 $/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 43%. Media triennale del tasso di rimpiazzo all sources pari al 96%. La vita utile residua delle riserve è di 10,9 anni (10,6 anni nel 2019).

Percorso di decarbonizzazione

- Nell'ambito della strategia di neutralità carbonica di lungo termine di Eni, i progetti in fase di avvio per la cattura di CO_2 e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nel processo di decarbonizzazione upstream e delle altre linee di business. In particolare, è stata assegnata da parte dell'autorità Oil & Gas britannica una licenza per lo stoccaggio di CO_2, per la realizzazione di un progetto di CCS nell'area della Baia di Liverpool che contribuirà agli obiettivi di decarbonizzazione delle zone industriali dell'Inghilterra nord-occidentale e del Galles settentrionale. In Italia è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate. Questi progetti sono il frutto delle competenze Eni nella ricerca di soluzioni efficaci nella lotta al cambiamento climatico. Facendo leva sullo sviluppo di progetti CCS, il target è di raggiungere una capacità di stoccaggio pari a 7 milioni di tonnellate/anno nel 2030.
- Avviate le iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, attraverso i progetti inquadrati nello schema REDD+, come parte del processo di decarbonizzazione di Eni. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima generazione di crediti di carbonio dal progetto Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia per la compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO_2. Eni continua a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America Latina ed Asia. L'obiettivo nel lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 40 milioni di tonnellate di CO_2 entro il 2050.

Esplorazione

- L'attività esplorativa ottiene nel 2020 risultati eccellenti nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50% rispetto al 2019. Sono state scoperte nuove risorse pari a 400 milioni di boe al costo competitivo di 1,6 $/barile. L'esplorazione si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni mantenendo un rispettabile track record di rimpiazzo delle produzioni con risorse scoperte pari a oltre 6 miliardi di boe negli ultimi sette anni, ampiamente superiori alla produzione cumulata del periodo a un costo unitario medio inferiore a 1,5 $/barile.
- Successi esplorativi conseguiti nell'esplorazione di prossimità al fine di assicurare un rapido contributo ai cash flow. In questo ambito si evidenziano le scoperte near-field in Egitto e poi in Tunisia, Norvegia, Algeria ed Angola, dove l'appraisal di Agogo ha stimato 1 miliardo di boe in posto. Importanti risultati sono stati ottenuti anche nell'esplorazione di frontiera con la scoperta a gas/condensati di Mahani nell'onshore dell'Emirato di Sharjah (EAU), a solo un anno dalla firma dei contratti, l'appraisal del giacimento Ken Bau nell'offshore del Vietnam che ha consentito di delineare un giant e la scoperta di Saasken nell'offshore del Messico che consolida la posizione di Eni nel Paese. La rilevanza di tali successi apre opportunità di possibili monetizzazioni anticipate in applicazione del dual exploration model.

- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 23.600 chilometri di nuovo acreage, in particolare in Albania, Oman, Emirati Arabi Uniti, Angola, Indonesia, Norvegia tramite la JV Vår Energi ed Egitto. Inoltre, sono state rinnovate licenze esplorative in Kenia nell'ambito di una partnership di lungo termine con il Paese per l'accesso all'energia e la decarbonizzazione.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2020 sono pari a €510 milioni (€489 milioni nel 2019) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €314 milioni (€214 milioni nel 2019) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano. A fine esercizio risultano 86 pozzi in progress (46,0 in quota Eni).

Sviluppo

- Conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
  - in Algeria, nell'area del Berkine Nord (Eni 49%) con il progetto gas attraverso lo sviluppo accelerato delle risorse;
  - in Congo, con il progetto Nené Marine fase 2B nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore);
  - in Angola, con il giacimento a olio Agogo nel Blocco offshore 15/06 operato, a soli nove mesi dalla scoperta, in sinergia con le FPSO presenti nell'area;
  - a gennaio 2021, nell'onshore dell'Emirato di Sharjah, con l'avvio produttivo della scoperta a gas e condensati di Mahani nella Concessione Area B (Eni 50%). Lo start-up è stato raggiunto in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero ed entro un anno dalla dichiarazione di scoperta.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €3,1 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Stati Uniti, Angola, Messico, Iraq e Kazakhstan.
- Nell'anno caratterizzato dall'emergenza sanitaria della pandemia COVID-19, Eni è intervenuta su diversi fronti con l'obiettivo di tutelare la salute dei dipendenti, dei contrattisti, gestire le conseguenze sulle comunità locali in Italia e all'estero. Eni ha lavorato in sinergia con governi, istituzioni, agenzie delle Nazioni Unite e ONG locali e internazionali con l'obiettivo di prevenire e contrastare la diffusione della pandemia. In particolare, Eni ha fornito materiali sanitari di protezione e per l'igiene, dotazioni mediche per le terapie intensive, attivando campagne di sensibilizzazione, supporto alle attività di logistica delle Task Force internazionali nonché iniziative a sostegno delle popolazioni più vulnerabili. Inoltre, nelle realtà estere, diverse iniziative specifiche sono state perseguite come nelle province di Luanda, Huila e Namibe in Angola, nel dipartimento di Koilou in Congo, presso il Multi-Disciplinary Medical Centre di Nur-Sultan in Kazakshtan, nell'area di Maputo in Mozambico e nello stato di Tabasco in Messico.
- Il Programma Africa ha l'obiettivo di contribuire allo sviluppo socio-economico locale tramite iniziative di diversificazione economica attraverso programmi di formazione nei settori agricoli-alimentari e agro-business e supporto all'accesso al mercato del lavoro in un percorso di crescita economica che sia allo stesso tempo inclusivo e sostenibile, in linea all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Nel 2020 è stato avviato il Progetto Pilota presso il centro Okuafo Pa, inaugurato nel 2019, in Ghana con l'obiettivo di definire un modello replicabile su una più ampia scala. Il progetto è sviluppato in cooperazione con Cassa Depositi e Prestiti, per lo sviluppo di meccanismi di micro-credito e l'accesso a sistemi di finanziamento, e con il coinvolgimento di Bonifiche Ferraresi, per lo sviluppo delle attività agricole. Nel corso dell'anno 800 persone hanno beneficiato del programma di formazione.
- Nel 2020 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €59 milioni (€71 milioni nel 2019); depositate 8 domande di brevetto. Le principali tecnologie applicate nel corso dell'anno hanno riguardato tool, software e hardware per migliorare ed ottimizzare l'efficienza energetica e operativa nelle attività produttive. In particolare, sono state applicate tecnologie per ottimizzare le fasi delle attività di drilling di sviluppo o esplorativo, come per esempio in Mozambico, Messico, Oman, Vietnam ed Indonesia; applicazione di tool al fine di rendere più efficienti le attività di produzione e trasporto degli idrocarburi, per esempio nelle attività operative in Angola, Algeria ed Egitto; tecnologie al fine di garantire un efficiente monitoraggio ed asset integrity degli impianti, come in Italia, Angola, Libia, Algeria, Egitto, Indonesia, Messico e Ghana; nonché applicazioni per ridurre il rischio inerente le attività esplorative attraverso strumenti che consentono una migliore analisi del sottosuolo, come per esempio in Egitto, Vietnam, Messico e Norvegia.

RISERVE

GENERALITÀ

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare, sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore[1]; D&M ha attestato, inoltre, che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente, rispetto alle suddette unità, la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio, indirizzo Georisorse, nel 2000 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale, coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.

VALUTAZIONE INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[2] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[3]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2020 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2020 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 36%[4] delle riserve Eni al 31 dicembre 2020[5]. Nel triennio 2018-2020 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2020 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Balder in Norvegia e Merakes in Indonesia.

EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2019	**6.287**	**981**	**7.268**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	220	57	**277**
Effetto prezzo	18	(24)	**(6)**
Promozioni nette	238	33	**271**
Produzione	(541)	(93)	**(634)**
Riserve certe al 31 dicembre 2020	**5.984**	**921**	**6.905**
Tasso di rimpiazzo all sources (%)			**43**

Le riserve certe al 31 dicembre 2020 sono pari a 6.905 milioni di boe, di cui 5.984 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 271 milioni di boe (incluso l'effetto dell'aggiornamento del fattore di conversione del gas pari a 67 milioni di boe) sono riferite a:

(i) nuove scoperte ed estensioni per 47 milioni di boe a seguito principalmente alla decisione finale di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia e del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021;

(ii) revisioni di precedenti stime per 219 milioni di boe riferite principalmente all'avanzamento delle attività dei progetti quali Zubair in Iraq, Kashagan e Karachaganak in Kazakhstan e Merakes in Indonesia;

(iii) miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili riferiti principalmente al progetto Burun in Turkmenistan.

(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Societé Generale de Surveillance.
(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2020.
(4) La percentuale delle riserve sottoposte a valutazioni indipendenti sale al 37% considerando anche la certificazione delle riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) condotta da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.
(5) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

Le promozioni sono state penalizzate da un marginale effetto prezzo negativo di 6 milioni di boe dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 63 $/barile nel 2019 a 41 $/barile nel 2020 con conseguente rimozione delle riserve non economiche in tale scenario (pari a -124 milioni di boe), i cui effetti sono stati quasi completamente compensati da entitlements complessivamente positivi nei contratti di production sharing (pari a 118 milioni di boe).
Il tasso di rimpiazzo[6] organico e all sources delle riserve certe si attesta al 43%.
La vita utile residua delle riserve è pari a 10,9 anni (10,6 anni nel 2019).
Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020 ammontano a 2.005 milioni di boe, di cui 1.064 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 141 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 837 milioni di barili di liquidi e 133 miliardi di metri cubi di gas naturale.
L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	**2.114**
Promozioni	(206)
Nuove scoperte ed estensioni	40
Revisioni di precedenti stime	53
Miglioramenti da recupero assistito	4
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	**2.005**

Nel 2020 la conversione a riserve certe sviluppate (-206 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi, in particolare ai giacimenti di Zohr in Egitto, Zubair in Iraq, il progetto Area 1 in Messico, la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti e Karachaganak in Kazakhstan.
Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.
Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €4,2 miliardi.
La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,5 miliardi di boe, invariati rispetto al 2019. Tali riserve sono concentrate principalmente:
(i) in Iraq (0,15 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve avverrà con la perforazione di nuovi pozzi di produzione che saranno allacciati alle strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno;
(ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,25 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine;
(iii) in alcuni giacimenti in Italia ed Egitto (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

(6) Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE[a]

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2020			2019			2018		
Italia	**178**	**9.862**	**243**	**194**	**21.298**	**333**	**208**	**33.958**	**428**
Sviluppate	*146*	*7.934*	*199*	*137*	*18.592*	*258*	*156*	*27.744*	*336*
Non sviluppate	*32*	*1.928*	*44*	*57*	*2.706*	*75*	*52*	*6.214*	*92*
Resto d'Europa	**34**	**5.882**	**73**	**41**	**7.398**	**89**	**48**	**9.055**	**106**
Sviluppate	*31*	*5.489*	*68*	*37*	*6.840*	*82*	*44*	*8.502*	*99*
Non sviluppate	*3*	*393*	*5*	*4*	*558*	*7*	*4*	*553*	*7*
Africa Settentrionale	**383**	**62.336**	**798**	**468**	**77.532**	**974**	**493**	**81.862**	**1.022**
Sviluppate	*243*	*28.707*	*434*	*301*	*38.927*	*553*	*317*	*40.967*	*582*
Non sviluppate	*140*	*33.629*	*364*	*167*	*38.605*	*421*	*176*	*40.895*	*440*
Egitto	**227**	**132.859**	**1.110**	**264**	**146.993**	**1.225**	**279**	**149.366**	**1.246**
Sviluppate	*172*	*127.730*	*1.022*	*149*	*135.274*	*1.033*	*153*	*94.332*	*764*
Non sviluppate	*55*	*5.129*	*88*	*115*	*11.719*	*192*	*126*	*55.034*	*482*
Africa Sub-Sahariana	**624**	**109.397**	**1.352**	**694**	**116.195**	**1.453**	**718**	**99.240**	**1.361**
Sviluppate	*469*	*49.581*	*799*	*519*	*52.609*	*863*	*551*	*52.973*	*895*
Non sviluppate	*155*	*59.816*	*553*	*175*	*63.586*	*590*	*167*	*46.267*	*466*
Kazakhstan	**805**	**56.725**	**1.182**	**746**	**55.747**	**1.108**	**704**	**56.324**	**1.066**
Sviluppate	*716*	*56.725*	*1.093*	*682*	*55.743*	*1.046*	*587*	*52.263*	*925*
Non sviluppate	*89*		*89*	*64*	*4*	*62*	*117*	*4.061*	*141*
Resto dell'Asia	**579**	**44.992**	**879**	**491**	**38.203**	**742**	**476**	**34.446**	**700**
Sviluppate	*297*	*19.094*	*424*	*245*	*19.403*	*372*	*252*	*23.271*	*403*
Non sviluppate	*282*	*25.898*	*455*	*246*	*18.800*	*370*	*224*	*11.175*	*297*
America	**224**	**4.961**	**256**	**225**	**6.785**	**268**	**252**	**7.839**	**302**
Sviluppate	*143*	*3.075*	*162*	*148*	*5.282*	*182*	*143*	*4.351*	*170*
Non sviluppate	*81*	*1.886*	*94*	*77*	*1.503*	*86*	*109*	*3.488*	*132*
Australia e Oceania	**1**	**13.420**	**91**	**1**	**14.350**	**95**	**5**	**18.432**	**125**
Sviluppate	*1*	*8.927*	*60*	*1*	*9.118*	*61*	*5*	*12.796*	*87*
Non sviluppate		*4.493*	*31*		*5.232*	*34*		*5.636*	*38*
Totale società consolidate	**3.055**	**440.434**	**5.984**	**3.124**	**484.501**	**6.287**	**3.183**	**490.522**	**6.356**
Sviluppate	***2.218***	***307.262***	***4.261***	***2.219***	***341.788***	***4.450***	***2.208***	***317.199***	***4.261***
Non sviluppate	***837***	***133.172***	***1.723***	***905***	***142.713***	***1.837***	***975***	***173.323***	***2.095***
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	**400**	**14.448**	**496**	**424**	**21.869**	**567**	**297**	**10.202**	**363**
Sviluppate	*176*	*11.756*	*254*	*219*	*16.914*	*330*	*154*	*7.816*	*205*
Non sviluppate	*224*	*2.692*	*242*	*205*	*4.955*	*237*	*143*	*2.386*	*158*
Africa Settentrionale	**12**	**379**	**14**	**12**	**388**	**16**	**11**	**382**	**14**
Sviluppate	*12*	*379*	*14*	*12*	*388*	*16*	*11*	*382*	*14*
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	**18**	**10.331**	**87**	**10**	**8.155**	**63**	**12**	**8.788**	**68**
Sviluppate	*15*	*4.830*	*47*	*7*	*2.520*	*23*	*8*	*1.633*	*17*
Non sviluppate	*3*	*5.501*	*40*	*3*	*5.635*	*40*	*4*	*7.155*	*51*
America	**30**	**44.149**	**324**	**31**	**46.661**	**335**	**37**	**48.613**	**352**
Sviluppate	*30*	*44.149*	*324*	*31*	*46.661*	*335*	*32*	*48.613*	*347*
Non sviluppate							*5*		*5*
Totale società in joint venture e collegate	**460**	**69.307**	**921**	**477**	**77.073**	**981**	**357**	**67.985**	**797**
Sviluppate	***233***	***61.114***	***639***	***269***	***66.483***	***704***	***205***	***58.444***	***583***
Non sviluppate	***227***	***8.193***	***282***	***208***	***10.590***	***277***	***152***	***9.541***	***214***
Totale riserve certe	**3.515**	**509.741**	**6.905**	**3.601**	**561.574**	**7.268**	**3.540**	**558.507**	**7.153**
Sviluppate	***2.451***	***368.376***	***4.900***	***2.488***	***408.271***	***5.154***	***2.413***	***375.643***	***4.844***
Non sviluppate	***1.064***	***141.365***	***2.005***	***1.113***	***153.303***	***2.114***	***1.127***	***182.864***	***2.309***

(a) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio).

IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 623 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela. I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 93% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2020 è stata di 1,733 milioni di boe/giorno, in riduzione del 7% rispetto al 2019. Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19, dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Gli start-up/ramp-up produttivi in Algeria e in Messico, il maggior apporto del Kazakhstan e i contributi del portafoglio (Norvegia), sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, alla riduzione di entitlement/spending e cause di forza maggiore, nonché dal declino dei giacimenti maturi.
La produzione di petrolio è stata di 843 mila barili/giorno, in riduzione del 6% rispetto al 2019. La riduzione in Libia, gli effetti del COVID-19 e dei correlati tagli produttivi OPEC+, nonché il declino dei giacimenti maturi sono stati parzialmente compensati dai contributi del portafoglio e dalla crescita produttiva in Messico per il ramp-up di Area 1, Angola per l'avvio di Agogo, Congo (avvio Nenè fase 2B), Algeria e Kazakhstan.
La produzione di gas naturale è stata di 134 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione dell'11% rispetto al 2019. La minore produzione in Libia e la ridotta domanda gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e GNL sono state parzialmente compensate dalla crescita in Algeria, per avvio progetto Berkine gas, ed in Kazakhstan.
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 575,2 milioni di boe. La differenza di 59,1 milioni di boe rispetto alla produzione di 634,3 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (45,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (300,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 67% al business Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (41,4 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 19% al settore Global Gas & LNG Portfolio.

PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI[a][b][c]

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2020			2019			2018		
Italia	**17**	**3,3**	**39**	**19**	**3,9**	**45**	**22**	**4,4**	**50**
Resto d'Europa	**8**	**1,6**	**19**	**8**	**1,8**	**20**	**41**	**4,6**	**71**
Croazia								0,1	1
Norvegia							33	2,5	49
Regno Unito	8	1,6	19	8	1,8	20	8	2,0	21
Africa Settentrionale	**41**	**7,9**	**93**	**61**	**11,9**	**138**	**56**	**13,4**	**144**
Algeria	19	1,6	30	23	1,2	30	24	1,1	31
Libia	21	6,2	61	37	10,6	106	31	12,2	111
Tunisia	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	**24**	**12,5**	**106**	**27**	**15,6**	**129**	**28**	**12,6**	**110**
Africa Sub-Sahariana	**80**	**7,1**	**127**	**91**	**6,4**	**133**	**89**	**5,3**	**123**
Angola	33	0,6	37	37	0,7	42	41	0,9	46
Congo	18	1,4	27	22	1,5	32	24	1,6	34
Ghana	9	0,9	15	9	1,0	15	5	0,2	7
Nigeria	20	4,2	48	23	3,2	44	19	2,6	36
Kazakhstan	**40**	**2,9**	**60**	**36**	**2,8**	**55**	**35**	**2,7**	**52**
Resto dell'Asia	**32**	**4,8**	**64**	**32**	**5,2**	**66**	**28**	**5,7**	**65**
Cina				1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	17	0,1	18	18	0,1	19	14		14
Indonesia		2,6	17		3,2	21	1	3,9	26
Iraq	11	0,8	17	10	0,8	15	10	0,4	13
Pakistan		0,8	5		1,1	7		1,1	7
Timor Leste	1	0,5	4						
Turkmenistan	3		3	3		3	2	0,3	4
America	**21**	**1,0**	**28**	**20**	**0,7**	**24**	**19**	**1,2**	**27**
Ecuador				2		2	4		4
Messico	4	0,1	5	1		1			
Stati Uniti	17	0,9	23	17	0,7	21	15	0,9	21
Trinidad e Tobago								0,3	2
Australia e Oceania		**0,9**	**6**	**1**	**1,4**	**10**	**1**	**1,2**	**8**
Australia		0,9	6	1	1,4	10	1	1,2	8
	263	**42,0**	**542**	**295**	**49,7**	**620**	**319**	**51,1**	**650**
Società in joint venture e collegate									
Angola	1	1,0	8	2	1,0	8	1	0,9	7
Norvegia	42	3,8	68	27	1,9	40			
Tunisia	1		1	1		1	1	0,1	1
Venezuela	1	2,2	15	1	2,0	14	3	2,3	18
	45	**7,0**	**92**	**31**	**4,9**	**63**	**5**	**3,3**	**26**
Totale	**308**	**49,0**	**634**	**326**	**54,6**	**683**	**324**	**54,4**	**676**

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (45,4, 45,4 e 43,5 milioni di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018).
(c) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2020 è stato di circa 6 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI[(a)(b)(c)]

Società consolidate	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
	2020			2019			2018		
Italia	**47**	**9,0**	**107**	**53**	**10,7**	**123**	**60**	**12,1**	**138**
Resto d'Europa	**23**	**4,5**	**52**	**23**	**4,9**	**55**	**113**	**12,6**	**194**
Croazia								0,3	2
Norvegia							89	6,9	134
Regno Unito	23	4,5	52	23	4,9	55	24	5,4	58
Africa Settentrionale	**112**	**21,4**	**255**	**166**	**32,5**	**379**	**154**	**36,8**	**392**
Algeria	53	4,3	81	62	3,2	83	65	3,0	85
Libia	56	16,8	168	101	29,0	291	86	33,4	302
Tunisia	3	0,3	6	3	0,3	5	3	0,4	5
Egitto	**64**	**34,1**	**291**	**75**	**42,7**	**354**	**77**	**34,5**	**300**
Africa Sub-Sahariana	**218**	**19,2**	**345**	**249**	**17,6**	**363**	**244**	**14,3**	**337**
Angola	89	1,6	100	102	1,9	113	111	2,4	127
Congo	49	3,7	73	59	4,2	87	65	4,3	92
Ghana	24	2,5	41	24	2,8	42	15	0,5	18
Nigeria	56	11,4	131	64	8,7	121	53	7,1	100
Kazakhstan	**110**	**8,0**	**163**	**100**	**7,7**	**150**	**94**	**7,5**	**143**
Resto dell'Asia	**88**	**13,2**	**176**	**86**	**14,2**	**179**	**77**	**15,6**	**177**
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	46	0,3	48	49	0,2	51	39	0,1	40
Indonesia	1	7,0	48	2	8,7	59	3	10,7	71
Iraq	31	2,2	45	27	2,2	41	28	1,0	34
Pakistan		2,2	15		2,9	19		3,0	20
Timor Leste	2	1,3	10						
Turkmenistan	7	0,2	9	7	0,2	8	6	0,8	11
America	**57**	**2,7**	**75**	**55**	**1,9**	**68**	**52**	**3,4**	**75**
Ecuador				6		6	12		12
Messico	12	0,3	14	4	0,1	4			
Stati Uniti	45	2,4	61	45	1,8	58	40	2,4	56
Trinidad e Tobago								1,0	7
Australia e Oceania		**2,6**	**17**	**2**	**4,0**	**28**	**2**	**3,2**	**23**
Australia		2,6	17	2	4,0	28	2	3,2	23
	719	**114,7**	**1.481**	**809**	**136,2**	**1.699**	**873**	**140,0**	**1.779**
Società in joint venture e collegate									
Angola	4	2,8	23	4	2,8	23	3	2,5	19
Indonesia								0,1	1
Norvegia	116	10,3	185	74	5,2	108			
Tunisia	2	0,1	2	3	0,1	3	3	0,1	4
Venezuela	2	6,0	42	3	5,4	38	8	6,3	48
	124	**19,2**	**252**	**84**	**13,5**	**172**	**14**	**9,0**	**72**
Totale	**843**	**133,9**	**1.733**	**893**	**149,7**	**1.871**	**887**	**149,0**	**1.851**

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (124, 124 e 119 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018).
(c) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2020 è di 16 mila boe/giorno.

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2020 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.255 (2.806,9 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.744 (2.135,7 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.511 (671,2 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI[a]

	2020			
	Petrolio		Gas naturale	
(numero)	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	**205,0**	159,2	**396,0**	341,6
Resto d'Europa	**633,0**	109,5	**183,0**	48,6
Africa Settentrionale	**612,0**	258,1	**127,0**	67,9
Egitto	**1.233,0**	527,3	**144,0**	44,3
Africa Sub-Sahariana	**2.589,0**	524,8	**194,0**	24,1
Kazakhstan	**207,0**	56,7	**1,0**	0,3
Resto dell'Asia	**1.012,0**	369,5	**180,0**	60,8
America	**253,0**	130,6	**284,0**	81,6
Australia e Oceania			**2,0**	2,0
	6.744,0	**2.135,7**	**1.511,0**	**671,2**

(a) Include 1.369 (349,0 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

ESPLORAZIONE

Nel 2020 sono stati ultimati 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni), a fronte dei 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni) del 2019 e dei 24 nuovi pozzi esplorativi (15,6 in quota Eni) del 2018.
Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 28% (30% in quota Eni), a fronte del 36% (47% in quota Eni) del 2019 e del 62% (66% in quota Eni) del 2018.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress[b]	
	2020		2019		2018		2020	
(numero)	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	totale	in quota Eni
Italia				0,5	1,8			
Resto d'Europa	0,8	0,4	0,3	1,4		0,5	**16,0**	3,3
Africa Settentrionale	0,5	1,5	0,5			0,5	**9,0**	7,5
Egitto	0,7	1,5	4,5	1,5	1,7	1,5	**15,0**	11,8
Africa Sub-sahariana	0,1	0,9	0,5	0,9	0,4		**33,0**	17,8
Kazakhstan		1,1						
Resto dell'Asia	0,8	0,9		1,7	2,2	2,6	**11,0**	4,5
America		0,6			4,0		**1,0**	0,8
Australia e Oceania				0,5			**1,0**	0,3
	2,9	**6,9**	**5,8**	**6,5**	**10,1**	**5,1**	**86,0**	**46,0**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Includes temporary suspended wells pending further evaluation.
(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

SVILUPPO

Nel 2020 sono stati ultimati 182 nuovi pozzi di sviluppo (57,4 in quota Eni) a fronte dei 241 nuovi pozzi di sviluppo (85,4 in quota Eni) del 2019 e dei 209 (80,2 in quota Eni) del 2018. È attualmente in corso la perforazione di 58 pozzi di sviluppo (14,2 in quota Eni).
Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress	
	2020		2019		2018		2020	
(numero)	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	totale	in quota Eni
Italia			3,0		3,0			
Resto d'Europa	2,8		3,3		2,8	0,3	**24,0**	5,0
Africa Settentrionale	4,3		5,0	1,1	9,6	0,5	**3,0**	1,5
Egitto	23,2		33,5		30,7		**3,0**	1,4
Africa Sub-Sahariana	1,2		7,0		7,3	0,1	**5,0**	0,9
Kazakhstan	0,3		0,9		0,9			
Resto dell'Asia	23,2	0,4	27,3	2,2	21,9		**17,0**	3,4
America	2,0		2,1		2,3		**6,0**	2,0
Australia e Oceania					0,8			
	57,0	**0,4**	**82,1**	**3,3**	**79,3**	**0,9**	**58,0**	**14,2**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

SUPERFICI

Nel 2020 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2020 il portafoglio minerario di Eni consiste in 798 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 336.449 chilometri quadrati in quota Eni (357.854 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2019). La superficie sviluppata è di 26.359 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 310.090 chilometri quadrati in quota Eni.
Nel 2020 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Albania e dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Oman, Emirati Arabi Uniti, Angola, Indonesia, Norvegia ed Egitto per una superficie di circa 23.600 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Somalia, Myanmar, Indonesia, Pakistan e Gabon per circa 47.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Myanmar e Australia per complessivi 4.800 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Algeria, Cipro e Egitto per complessivi 2.300 chilometri quadrati.
L'attività di ricerca e sviluppo di Eni comprende numerose concessioni, licenze e blocchi. I termini e le condizioni in base ai quali Eni mantiene i diritti di esplorazione e produzione sono specifici, definiti contrattualmente e variano in modo significativo per ogni proprietà. Le attività sono programmate per garantire che il potenziale esplorativo di ogni proprietà sia valutato completamente prima della scadenza. In alcuni casi, Eni può scegliere di rinunciare alla superficie in anticipo rispetto alla data di scadenza contrattuale se il processo di valutazione è completo e se non esiste una base commerciale per l'estensione. Nei casi in cui può essere necessario tempo aggiuntivo per valutare appieno la proprietà, Eni riesce generalmente a ottenere estensioni. Le scadenze previste per le superfici non sviluppate nei prossimi tre anni non dovrebbero avere un impatto negativo.
Nel corso dei prossimi tre anni sono previste superfici in scadenza relative a titoli o permessi esplorativi nelle seguenti aree: (i) Resto dell'Asia, in particolare in Oman, Russia, Vietnam, Myanmar; (ii) Africa Settentrionale, in particolare in Marocco e Libia; e (iii) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Kenia, Mozambico e Sud Africa. Nella gran parte dei casi esistono opzioni contrattuali di estensione o rinnovo che potranno essere esercitate o meno in funzione dei risultati degli studi e delle attività previste. Si ritiene quindi che una considerevole parte di superficie verrà mantenuta a seguito di estensione dei permessi.

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2019	31 dicembre 2020						
	Totale Sup. netta[a]	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata[a][b]	Sup. lorda non sviluppata[a]	Totale Sup. lorda[a]	Sup. netta sviluppata[a][b]	Sup. netta non sviluppata[a]	Totale Sup. netta[a]
EUROPA	**38.028**	**312**	**15.284**	**63.741**	**79.025**	**9.335**	**30.506**	**39.841**
Italia	**13.732**	**129**	**9.578**	**7.220**	**16.798**	**7.951**	**5.681**	**13.632**
Resto d'Europa	**24.296**	**183**	**5.706**	**56.521**	**62.227**	**1.384**	**24.825**	**26.209**
Albania		1		587	587		587	**587**
Cipro	14.557	7		25.474	25.474		13.988	**13.988**
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	**1.909**
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	**614**
Norvegia	4.213	136	4.799	20.868	25.667	772	5.481	**6.253**
Regno Unito	1.120	34	907	773	1.680	612	363	**975**
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	**1.883**
AFRICA	**163.625**	**255**	**48.458**	**232.341**	**280.799**	**12.333**	**116.834**	**129.167**
Africa Settentrionale	**31.873**	**71**	**12.213**	**55.419**	**67.632**	**5.312**	**25.721**	**31.033**
Algeria	5.572	49	6.742	3.982	10.724	2.818	1.914	**4.732**
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	**13.294**
Marocco	10.755	1		23.900	23.900		10.755	**10.755**
Tunisia	2.252	10	3.508	2.864	6.372	1.536	716	**2.252**
Egitto	**7.613**	**57**	**5.638**	**14.984**	**20.622**	**2.109**	**5.275**	**7.384**
Africa Sub-Sahariana	**124.139**	**127**	**30.607**	**161.938**	**192.545**	**4.912**	**85.838**	**90.750**
Angola	3.744	47	8.158	13.146	21.304	1.035	4.604	**5.639**
Congo	1.471	21	1.164	1.320	2.484	678	628	**1.306**
Costa d'Avorio	3.724	4		3.747	3.747		3.372	**3.372**
Gabon	4.107	3		2.931	2.931		2.931	**2.931**
Ghana	579	3	226	930	1.156	100	395	**495**
Kenia	43.948	6		50.677	50.677		43.948	**43.948**
Mozambico	4.349	10		25.304	25.304		4.349	**4.349**
Nigeria	6.642	32	21.059	8.206	29.265	3.099	3.340	**6.439**
Sud Africa	22.271	1		55.677	55.677		22.271	**22.271**
Altri Paesi	33.304							
ASIA	**142.696**	**69**	**12.994**	**271.271**	**284.265**	**3.343**	**151.502**	**154.845**
Kazakhstan	**2.160**	**7**	**2.391**	**3.853**	**6.244**	**442**	**1.505**	**1.947**
Resto dell'Asia	**140.536**	**62**	**10.603**	**267.418**	**278.021**	**2.901**	**149.997**	**152.898**
Bahrain	2.858	1		2.858	2.858		2.858	**2.858**
Cina	13	4	68		68	11		**11**
Emirati Arabi Uniti	10.387	10	3.214	28.976	32.190	349	18.331	**18.680**
Indonesia	15.955	13	2.605	18.672	21.277	1.029	13.155	**14.184**
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		**446**
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	**1.461**
Myanmar	14.147	3		13.750	13.750		10.015	**10.015**
Oman	49.918	3		102.016	102.016		58.955	**58.955**
Pakistan	3.779	13	3.442	2.443	5.885	886	1.427	**2.313**
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	**17.975**
Timor Leste	1.620	4		2.612	2.612		1.620	**1.620**
Turkmenistan	180	1	200		200	180		**180**
Vietnam	18.553	4		23.908	23.908		20.956	**20.956**
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	**3.244**
AMERICA	**10.703**	**157**	**2.267**	**15.274**	**17.541**	**1.020**	**8.699**	**9.719**
Messico	3.106	10	14	5.455	5.469	14	3.092	**3.106**
Stati Uniti	1.935	134	992	952	1.944	509	689	**1.198**
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	**1.066**
Altri Paesi	4.596	7		7.324	7.324		4.349	**4.349**
AUSTRALIA E OCEANIA	**2.802**	**5**	**328**	**3.180**	**3.508**	**328**	**2.549**	**2.877**
Australia	2.802	5	328	3.180	3.508	328	2.549	**2.877**
Totale	**357.854**	**798**	**79.331**	**585.807**	**665.138**	**26.359**	**310.090**	**336.449**

(a) Chilometri quadrati.
(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

PRINCIPALI ASSET PRODUTTIVI (% IN QUOTA ENI) ED ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI

ITALIA		(1926)	Operato	**Mare Adriatico e Ionio**	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
				Basilicata	Val d'Agri (61%)
				Sicilia	Gela (100%), Tresauro (45%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	**Norvegia**[a]	(1965)	Operati	Goliat (45,40%), Marulk (13,97%), Balder & Ringhorne (62,87%) e Ringhorne East (48,88%)	
			Non Operati	Åsgard (15,41%), Mikkel (33,79%), Great Ekofisk Area (8,65%), Snorre (12,96%), Ormen Lange (4,43%), Statfjord Unit (14,92%), Statfjord Satellites East (10,16%), Statfjord Satellites North (17,46%), Statfjord Satellites Sygna (14,67%) e Grane (19,78%)	
	Regno Unito	(1964)	Operati	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
			Non Operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	**Algeria**[b]	(1981)	Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
			Non Operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia[b]	(1959)	Non Operati	**Aree contrattuali onshore**	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
				Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Blocco NC 41 - 50%)
	Tunisia	(1961)	Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)	
EGITTO[b][c]		(1954)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (100%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%) e West Razzak (100%)	
			Non Operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	**Angola**	(1980)	Operati	Blocco 15/06 (36,84%)	
			Non Operati	Blocco 0 (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (20%), la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (18%)	
	Congo	(1968)	Operati	Nené Marine (65%), Litchendjili (65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (83%) e Kouakouala (75%)	
			Non Operati	Pointe-Noire Grand Fond (29,75%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria	(1962)	Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
			Non Operati[d]	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN[b]		(1992)	Operati[e]	Karachaganak (29,25%)	
			Non Operati	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	**Emirati Arabi Uniti**	(2018)	Non Operati	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
	Indonesia	(2001)	Operati	Jangkrik (55%)	
	Iraq	(2009)	Non Operati[f]	Zubair (41,56%)	
	Pakistan	(2000)	Operati	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
			Non Operati	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008)	Operati	Burun (90%)	
AMERICA	**Messico**	(2019)	Operati	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti	(1968)	Operati	**Golfo del Messico**	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
				Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
			Non Operati	**Golfo del Messico**	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (8,5%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non Operati	Perla (50%), Corocoro (26%) e Junín 5 (40%)	

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,85%).
(b) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.
(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di partecipating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della First Party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.
(d) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 17 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.
(e) Eni e Shell sono co-operatori.
(f) Eni è capofila di un consorzio costituito da compagnie internazionali con la compagnia di Stato Missan Oil, parte di un Technical Service Contract in qualità di contractor.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.
Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).
Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.
Production Sharing Agreement (PSA). Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.
La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

ITALIA

Nel dicembre 2020 è stato firmato con Saipem un Memorandum of Understanding per l'identificazione e lo sviluppo congiunto di iniziative e progetti di decarbonizzazione in Italia. In particolare, l'accordo prevede di individuare: (i) possibili collaborazioni nell'ambito della cattura, trasporto, riutilizzo e stoccaggio della CO_2 prodotta da distretti industriali nel territorio italiano; e (ii) iniziative nell'ambito della Green Deal Strategy, al fine di contribuire alla lotta al cambiamento climatico e al raggiungimento degli obiettivi di riduzione della CO_2 a livello nazionale, europeo e mondiale.
In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2022, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. È prevista una fase di full development

industriale con l'avvio delle operazioni atteso nel 2026. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto significativo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esausti.
Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione; e (ii) la razionalizzazione impiantistica degli asset. Eni prosegue il programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti nel rispetto delle linee guide nazionali. Sono stati avviati gli iter autorizzativi presso le Autorità competenti per la dismissione di 5 piattaforme. Nell'ambito delle iniziative di economia circolare è stato avviato un progetto in collaborazione con enti di ricerca nazionali per la riqualificazione degli asset in fase di dismissione. Il progetto ha individuato una piattaforma offshore per l'avvio delle attività di riconversione per realizzare un parco scientifico marino.
Sono proseguite le attività definite nell'ambito dell'VIII Accordo con il Comune di Ravenna: (i) progetti di salvaguardia e conservazione dell'area costiera e del suo habitat; (ii) interventi di efficientamento energetico, (iii) programmi a sostegno dell'occupazione, anche attraverso iniziative di tutoraggio e formazione, (iv) completamento di studi sul monitoraggio ambientale.
Per quanto riguarda la concessione Val d'Agri (Eni 61%, operatore), nel corso dell'anno sono state completate attività di manutenzione e ottimizzazione della produzione. La concessione è scaduta nell'ottobre 2019 ed è esercitata in regime di prorogatio; è in corso l'iter amministrativo per la proroga decennale sulla base del programma lavori vigente.
Nel 2020 sono proseguite le attività del progetto Energy Valley, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione e valorizzazione del territorio: (i) il progetto Mini Blue Water di economia circolare, per il trattamento, recupero e riutilizzo delle acque di produzione nel Centro olio di Viggiano e l'installazione di impianti fotovoltaici a supporto delle facility del centro olio; (ii) il piano di monitoraggio ambientale e della biodiversità, in particolare, è stato inaugurato il Centro di Monitoraggio Ambientale per la gestione e diffusione dei dati; (iii) il progetto CASF a supporto dello sviluppo tecnologico e delle competenze del settore agro-alimentare dell'area. Nel corso del 2020 è stata completata la riqualificazione di alcune aree e sono state avviate altre iniziative a sostegno del settore agricolo, biomonitoraggio e la didattica con positivo impatto sull'occupazione locale.
Inoltre, continuano le iniziative nell'ambito del Protocollo di Intenti con la Regione Basilicata che include programmi di natura ambientale, sociale e per lo sviluppo sostenibile. Sono proseguiti gli impegni definiti dall'accordo Bonus Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa energetica in 11 Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficienza energetica.
In Sicilia, nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono: (i) le attività per lo sviluppo del giacimento offshore a gas di Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality. Le attività includono il trasporto, tramite una pipeline sottomarina, del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione, che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata; (ii) le iniziative di sviluppo sostenibile supportate dalle istituzioni locali. In particolare, è stato avviato il progetto Macchitella Lab a sostegno dell'occupazione giovanile e delle piccole e medie imprese locali con l'inizio degli interventi di riqualificazione.
Inoltre, proseguono le iniziative riguardanti il protocollo d'intenti siglato a fine 2019 con il Ministero dell'Ambiente che definisce, nell'arco dei prossimi anni, diversi programmi di riqualifica delle aree produttive, risanamento ambientale nonché progetti innovativi realizzati con tecnologie proprietarie, per la cattura e il riutilizzo della CO_2.

RESTO D'EUROPA

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con le due scoperte a olio di Tordis NE e Lomre nel blocco PL089 (Eni 11,24%); (ii) con la scoperta a olio e gas di Enniberg nel Mare del Nord nella licenza 971 (Eni 13,97%) in prossimità del campo in produzione di Balder (Eni 62,87%); e (iii) nel marzo 2021, con una nuova scoperta a olio nella licenza PL532 (Eni 21%) nel Mare di Barents e nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel 2020 di 7 licenze esplorative come operatore e 10 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutte e tre le principali aree di produzione petrolifera norvegese; e (ii) nel 2021 di 10 licenze esplorative di cui 2 come operatore nel Mare del Nord e 3 come operatore nel Mare di Barents. Le licenze acquisite si trovano in prossimità di aree già in produzione o sviluppo.
Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 20,96%) con start-up nel 2023; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 62,87%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali avviati in produzione attraverso la ricollocazione di una FPSO. L'avvio produttivo è atteso nel 2022.
Nel corso dell'anno è stato sanzionato il programma di sviluppo del progetto Breidablikk con start-up produttivo atteso nel 2024. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione di 23 pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.

Regno Unito Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord.
Nell'ottobre 2020, è stata ottenuta dall'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (Oil & Gas Authority - OGA), l'assegnazione di una licenza, della durata di sei anni, per la realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO_2 nell'area di Liverpool Bay. Il progetto di CCS prevede il riutilizzo dei giacimenti offshore esausti di Eni nell'area con un potenziale di stoccaggio iniziale fino a 3 milioni di tonnellate/anno e start-up delle attività nel 2025. Eni sarà operatore del progetto di stoccaggio e trasporto della CO_2 catturata dagli impianti industriali esistenti e dai futuri siti di produzione dell'idrogeno nell'area nell'ambito del progetto integrato HyNet North West. Il progetto contribuirà agli obiettivi di neutralità carbonica del Regno Unito entro il 2050. Nel corso dell'anno sono state avviate le attività di concept selection e firmati gli accordi per la raccolta di CO_2 dalle realtà industriali dell'area. Eni ha, inoltre, firmato un cooperation agreement con altri partner del settore Oil & Gas entrando nei progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%). L'integrazione dei due progetti consentirà la decarbonizzazione del distretto industriale dell'area Teesside nel nord est del Regno Unito attraverso la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. Lo start-up delle attività è previsto nel 2026 con una capacità di cattura e stoccaggio inziali di 4 milioni di tonnellate/anno di CO_2.
Nel marzo 2021 è stato annunciato dalle Autorità del Paese un primo finanziamento dei progetti CCS da parte del UK Research and Innovation (UKRI) l'ente nazionale inglese per la ricerca e l'innovazione. In particolare: (i) il progetto integrato HyNet North West verrà finanziato con circa £33 milioni (£21 milioni in quota Eni); e (ii) i progetti Net Zero Teesside e North Endurance Partnership riceveranno complessivamente circa £52 milioni (£9 milioni in quota Eni). I fondi ricevuti copriranno circa il 50% degli investimenti necessari per finalizzare gli studi di progettazione in corso e consentiranno di accelerare la decisione di investimento finale (FID) per tutti i progetti, prevista nel 2023.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta near-field con il pozzo BKNES-1 mineralizzato a olio (Eni 49%) nell'area del Berkine Nord.
Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo della fase a gas nell'area del Berkine Nord (Eni 49%) attraverso uno sviluppo accelerato delle riserve. Il programma di sviluppo ha riguardato il completamento delle attività di drilling e collegamento di 4 pozzi produttori alle facility esistenti nonché la realizzazione della pipeline di collegamento all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b (Eni 75%). L'upgrading dell'impianto di trattamento di MLE realizzato nell'anno consentirà di raggiungere una produzione lorda di picco pari a 60 mila boe/giorno grazie alla produzione proveniente dal Blocco 403 (Eni 50%) e dall'area del Berkine Nord a fine 2021.
Le attività di sviluppo degli altri blocchi hanno riguardato principalmente attività di ottimizzazione della produzione nelle aree operate dei Blocchi 403a/d e ROM Nord (Eni 35%), Blocchi 401a/402a (Eni 55%), Blocco 403, Blocco 405b e Blocco 404 (Eni 12,25%).

EGITTO

Nel 2020 è stata ratificata l'assegnazione del blocco esplorativo West Sherbean (Eni 50%) nell'onshore del delta del Nilo.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field in aree operate: (i) con le scoperte a gas Nidoco NW-1 nella concessione Abu Madi West (Eni 75%) e Bashrush (Eni 37,5%) nella Great Nooros Area; (ii) con il pozzo SWM-A-6X mineralizzato a olio nella concessione South West Meleiha (Eni 100%). Lo start-up produttivo è stato conseguito nel corso dell'anno; e (iii) nella concessione Meleiha (Eni 76%) l'estensione a sud del giacimento di Arcadia per tramite del pozzo ad olio Arcadia 9 già avviato in produzione.
Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario anche in aree produttive mature. Le attività di sviluppo delle scoperte avviate in produzione o il cui start-up produttivo è previsto nel corso del 2021, fanno leva sulle sinergie con le infrastrutture presenti confermando l'efficacia della strategia esplorativa incrementale focalizzata su opportunità ad alto valore con un rapido time-to-market per sostenere nel breve termine le produzioni e il cash flow.
Nel corso del 2020 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling nei giacimenti in produzione nell'area del Sinai (Eni 100%, operatore) e Melehia Complex (Eni 76%, operatore); (ii) l'attività di drilling di sviluppo e start-up produttivo nei giacimenti operati di Arcadia South, Meleiha, South West Meleiha e Baltim SW (Eni 50%, operatore). In particolare, il programma di sviluppo di Baltim SW include l'ulteriore fase di full field development con la perforazione di ulteriori due pozzi produttori; e (iii) attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore delle concessioni operate del Sinai, Western Desert e del Mediterraneo.
Le attività di sviluppo relative al ramp-up della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) la perforazione di due ulteriori pozzi e collegamento alle facility produttive raggiungendo la capacità produttiva lorda di 87 milioni di metri cubi/giorno; e (ii) attività di ottimizzazione ed interventi di upgrading operativo delle facility sottomarine e dell'impianto di trattamento onshore.
Al 31 dicembre 2020 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a $5,5 miliardi pari a €4,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €73 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 771 milioni di boe.
Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due progetti di intervento da realizzarsi nell'arco di quattro anni. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo progetto, per un valore complessivo di $20 milioni, include tre iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. In particolare, due iniziative hanno riguardato la realizzazione di un: (i) Centro Medico che fornirà servizi di assistenza sanitaria a circa 60 mila persone; (ii) Centro giovanile che fornirà programmi a supporto dei giovani anche con servizi di formazione professionale. Le attività inerenti sono state completate e le due strutture sono state consegnate alle Autorità locali. Il terzo progetto, che rientra nell'ambito dell'istruzione e formazione tecnica, è in corso di definizione. L'avvio delle attività è previsto nel corso del 2021.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola Nel corso del 2020 è stata assegnata con il ruolo di operatore il blocco offshore 28 (Eni 60%) nel bacino di Namibe e il blocco Cabinda Central (Eni 42,5%) nell'onshore del Paese.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%) con l'appraisal della scoperta Agogo, con volumi stimati pari a 1 miliardo di boe in posto. Nel corso dell'anno è stata rinnovata la licenza esplorativa del Blocco 15/06 per ulteriori tre anni. L'accordo consentirà di valutare il possibile potenziale minerario addizionale dell'area.

Nel 2020 è stata portata a regime la produzione del pozzo di scoperta di Agogo, attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, nell'ambito del progetto West Hub. Lo start-up record in soli nove mesi dalla scoperta, conferma l'impegno di Eni nello sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti.
Nel Blocco 15/06 le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Cabaça North & UM 4/5 per il completamento delle facility di collegamento sottomarine, di produzione ed iniezione; (ii) studi per la fase full field di sviluppo del campo di Agogo; e (iii) le attività inerenti per lo sviluppo della scoperta Ndungu.
Nell'ottobre 2020 sono stati ratificati i decreti attuativi che prevedono l'unitizzazione di tre Development Area del Blocco 14 (Eni 20%), con estensione della licenza al 2028. Gli accordi prevedono un nuovo piano di sviluppo dell'area e un incremento dell'entitlement dei volumi prodotti per il recupero dei costi sostenuti.
Le iniziative e i progetti di sviluppo locale promossi nel corso del 2020 hanno riguardato: (i) la ristrutturazione della scuola Beira Nova presso Cabinda; (ii) l'installazione di due sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile presso due centri di salute medica nella provincia di Luanda; (iii) il supporto allo sviluppo agricolo del territorio in collaborazione con le Autorità locali competenti; e (iv) il progetto di sviluppo integrato nelle province di Huila e Namibe attraverso iniziative di accesso all'acqua, all'energia, programmi di educazione, diversificazione economica e programmi a tutela della salute.

Congo Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo del progetto Nené fase 2b nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) attraverso il collegamento alla piattaforma produttiva nell'area. Lo sviluppo full field è previsto nel secondo semestre del 2022.
Le attività di sviluppo hanno riguardato l'espansione della centrale elettrica CEC (Eni 20%) portando la capacità di generazione elettrica a 484 MW, attraverso l'installazione nel 2020 di una terza turbina. La fornitura addizionale di gas sarà assicurata dalla produzione del blocco Marine XII.
Sono proseguite le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda con iniziative a supporto dello sviluppo economico, agricolo, accesso all'acqua, programmi di istruzione e progetti per lo sviluppo dei servizi sanitari. In particolare, nell'ambito delle iniziative di accesso all'acqua, nel corso del 2020 è stata completata la realizzazione di ulteriori 5 pozzi, consentendo di rendere disponibili 30 pozzi d'acqua per una popolazione di quasi 20.000 persone. Sono proseguite le attività di costruzione e forniture di attrezzature per la realizzazione del centro di formazione a Oyo, nel nord del Paese. Il completamento è previsto nel 2021.

Mozambico Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, operato da Eni, e le scoperte a gas del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase midstream (liquefazione).
Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di estensione di ulteriore dieci anni. Il progetto ha raggiunto oltre l'80% del completamento delle attività di sviluppo previste. Lo start-up è previsto nel 2022.
Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Total), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled. Il progetto iniziale prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Il piano di sviluppo è stato approvato, nel 2019, dalle competenti Autorità del Paese. I due operatori continuano le attività di sviluppo del progetto per poter raggiungere la decisione finale d'investimento.
Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile, in particolare nella città di Pemba, anche attraverso la costruzione di una scuola e interventi di riabilitazione nonché programmi di formazione; (ii) iniziative per la promozione di comportamenti domestici più sostenibili attraverso progetti di clean cooking; (iii) programmi di protezione della biodiversità ed iniziative di formazione tecnico-professionale anche attraverso accordi con istituzioni e

Autorità del Paese; (iv) progetti per la protezione e conservazione delle foreste (REDD+ program) in collaborazione con il Governo del Mozambico; e (v) programmi a sostegno della salute, coordinate con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione.

Nigeria Nel gennaio 2021, Eni e gli altri partner dell'area hanno completato la cessione del blocco onshore in produzione e sviluppo OML 17 (Eni 5%).
Le attività di sviluppo dei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore) hanno riguardato: (i) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover e attività di drilling; (ii) il potenziamento della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai alimentata da parte del gas prodotto dall'area. È stata completata la prima fase del progetto di espansione consentendo di raggiungere una capacità installata di 780 MW.
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di 8 pozzi a olio nel giacimento offshore EA nel Blocco 79 (Eni 5%); (ii) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover nel campo di Gbaran nel blocco OML 28 (Eni 5%) e Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%); (iii) le perforazioni di 4 pozzi a olio nel'area occidentale del Blocco 46 (Eni 5%); e (iv) il completamento di un pozzo addizionale di sviluppo del giacimento offshore di Bonga (Eni 12,5%).
Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nelle aree nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione. Nel 2020 sono stati realizzati 6 pozzi, che vanno ad aggiungersi a quelli realizzati nel biennio 2018-2019, per un totale di 22 pozzi. I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia; (ii) progetti di diversificazione economica, in particolare le iniziative del Green River Project; (iii) attività a supporto dell'educazione e formazione professionale; e (iv) interventi di riabilitazione di strutture sanitarie e fornitura di materiale medico.
Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2020 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

KAZAKHSTAN

Kashagan Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni 16,81%) sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività in corso, sanzionate durante il 2020, prevedono l'incremento della capacità di trattamento del gas associato attraverso: (i) la reiniezione in giacimento con l'upgrading delle facility esistenti; e (ii) per la restante parte dei volumi di gas associato, la consegna a una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione.
Al 31 dicembre 2020 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a $10 miliardi, pari a €8,1 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2020 ($7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti ($2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €27 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 675 milioni di boe in aumento rispetto al 2019 per effetto della variazione del marker Brent di riferimento.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%): (i) sono in corso di esecuzione il progetto Karachaganak Debottlenecking e la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) completata la fase di Front End Engineering Design del Karachaganak Expansion Project (KEP).

In particolare, il progetto KEP per l'incremento della capacità di reiniezione di gas è stato suddiviso in fasi. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine dell'anno, includono la realizzazione di una sesta linea di iniezione, la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e una nuova unità di compressione gas. L'avvio è previsto nel 2024. Inoltre, il progetto prevede un ulteriore fase con l'installazione di una nuova unità di trattamento e di un ulteriore unità di compressione.
Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi.
Al 31 dicembre 2020 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a $4,3 miliardi, pari a €3,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €147 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 507 milioni di boe, in lieve aumento rispetto al 2019, dovuta principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nell'anno è stata acquisita con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo 3 (Eni 70%), nell'offshore di Abu Dhabi. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi, la perforazione di un pozzo esplorativo e di appraisal.
Nel gennaio 2021 è stata avviata la produzione del campo di Mahani, situato nella Concessione onshore Area B (Eni 50%) dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla dichiarazione di scoperta, avvenuta nel gennaio 2020, e in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero. Le attività di sviluppo per le quali è stata presa la decisione finale d'investimento prevedono il progressivo ramp-up della produzione attraverso il collegamento di ulteriori due pozzi produttori la cui perforazione è stata già programmata.

Indonesia Nel corso del 2020 è stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa West Ganal (Eni 40%).
Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto offshore a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%). Il progetto prevede la perforazione e il completamento di cinque pozzi sottomarini che verranno collegati all'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik (Eni 55%, operatore). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, sarà spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto spot nel mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2021.
Sono proseguite le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samoja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

Iraq Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair (Eni 41,56%), che consentirà di raggiungere il livello produttivo di plateau pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni.
Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) avviate le attività per la costruzione di una nuova scuola a Zubair City; (ii) sono proseguite le attività di revamping di due impianti di acqua per arrivare alla distribuzione di circa 30 milioni di litri di acqua potabile al giorno; e (iii) proseguono le attività per l'ampliamento del Basra Children Cancer e la fornitura di attrezzature sanitarie.

Pakistan Nel marzo 2021, Eni ha definito un accordo per la cessione di tutte le attività nel Paese, che comprendono le partecipazioni in otto licenze in sviluppo e produzione, all'operatore locale Prime International Oil & Gas Company. In particolare l'accordo include la cessione dei giacimenti operati di Bhit/Badhra (Eni 40%) e Kadanwari (Eni 18,42%) nonché la quota di partecipazione nei permessi di Latif (Eni 33,3%), Zamzama (Eni 17,75%) e Sawan (Eni 23,7%).

AMERICA

Messico Nel febbraio 2020, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta offshore a olio di Saasken nel Blocco 10 (Eni 65%, operatore).
Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1 (Eni 100%) già in produzione. In particolare nel corso dell'anno è stata completata l'attività di drilling di sviluppo con incremento dei pozzi produttori e collegamento alla piattaforma produttiva Miztón. L'ulteriore fase del progetto riguarda la messa in produzione della scoperta Amoca attraverso l'installazione di un ulteriore piattaforma produttiva in fase di realizzazione e la riconversione e upgrading di una FPSO che sarà completata nel corso del 2021 con tutte le facility di collegamento e trattamento. L'avvio produttivo è atteso nel 2022.
Nel corso del 2020 è stata avviata la fase di FEED per le ultime due piattaforme produttive.
Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali sull'individuazione di iniziative nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto della disoccupazione, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) programmi per la fornitura alimentare; (ii) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (iii) campagne di screening medico infantile; (iv) iniziative volte all'individuazione di progetti a supporto dell'occupazione giovanile; e (v) monitoraggi ambientali. L'obiettivo degli accordi siglati è quello di definire ulteriori progetti con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo sostenibile delle aree prossime all'attività Eni nel Paese.

INIZIATIVE DI FORESTRY

All'interno del processo di decarbonizzazione, uno dei pilastri e delle linee di azione adottate da Eni, sono le iniziative per la protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo che, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici, sono considerati tra i più rilevanti a livello internazionale.

Un punto chiave di tale approccio sono i progetti inquadrati nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+ è stato concepito dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici) e prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO_2, favorendo, al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. Proprio all'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni nel campo della tutela delle foreste: affiancando i Governi dei Paesi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, supporta strategie REDD+, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions) e i Piani di Sviluppo Nazionali e, in particolare, con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.

Eni ha costruito nel tempo solide partnership con sviluppatori internazionali riconosciuti di progetti REDD+ quali BioCarbon Partners, Terra Global, Peace Parks Foundation, First Climate e Carbonsink, che consente a Eni di sovrintendere ogni fase dei progetti, dalla progettazione all'implementazione fino alla verifica della riduzione delle emissioni, con un ruolo attivo nella Governance del progetto.

La partecipazione diretta nei progetti risulta fondamentale, non solo per garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche per consentire l'allineamento agli standard più elevati per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio e delle ricadute sociali e ambientali (quali Verified Carbon Standard - VCS e Climate Community & Biodiversity Standards - CCB), riconosciuti a livello internazionale e coerenti con gli standard qualitativi che Eni intende raggiungere.
L'ingresso di Eni nei progetti forestry è stato sancito con l'accordo con BioCarbon Partners, attraverso il quale ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia.

Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge oltre 170.000 beneficiari anche con iniziative di diversificazione economica, ed è, al momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto da parte di VERRA, organizzazione no-profit leader nella certificazione dei crediti di carbonio generati, la validazione CCB (Climate, Community and Biodiversity) 'Triple Gold' standard per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale.
Eni si è impegnata ad acquistare i crediti di carbonio generati dal progetto fino al 2038. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO_2 con i crediti generati dal progetto LCFP.

Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa (Angola, Repubblica Democratica del Congo, Ghana, Malawi, Mozambico e Zambia), America latina (Colombia e Messico) ed Asia (Vietnam e Malesia). L'obiettivo nel medio-lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 6 milioni di tonnellate di CO_2 entro il 2024, oltre 20 milioni di tonnellate nel 2030 nonché oltre 40 milioni di tonnellate entro il 2050.

Global Gas & LNG Portfolio



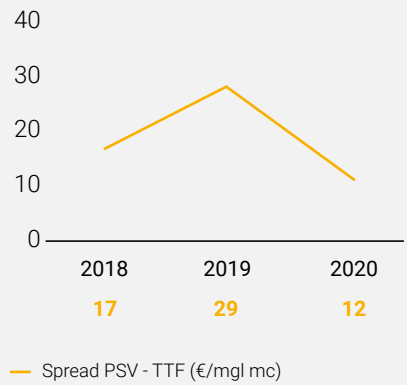
€326 mln
Utile operativo adjusted
vs. 2019: +68,9%

112 €/mgl mc
Prezzo medio annuo del gas Italia
vs. 2019: -35%

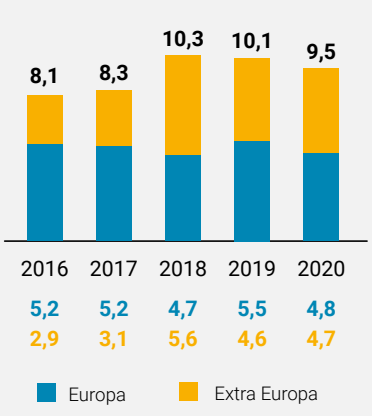
37,30 mld mc
Vendite gas in Italia
vs. 2019: -1,8% nonostante la forte contrazione della domanda (-5%)

Riavviato l'impianto di liquefazione di **Damietta** in Egitto con una capacità annua di **7,56 mld mc**

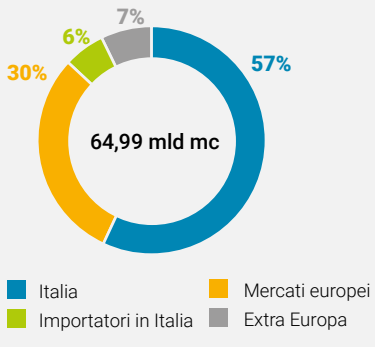
Andamento prezzi hub



Vendite di GNL | mld mc



Vendite gas per area geografica



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,15	0,56	0,51
di cui: dipendenti		*0,99*	*0,96*	*0,40*
contrattisti		*1,37*	*0,00*	*0,69*
Vendite gas naturale[a]	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
Italia		37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		23,00	26,72	29,17
di cui: Importatori in Italia		*3,67*	*4,37*	*3,42*
Mercati europei		*19,33*	*22,35*	*25,75*
Resto del mondo		4,69	8,15	8,26
Vendite di GNL[b]		9,5	10,1	10,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	700	711	734
di cui all'estero		*410*	*418*	*416*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	0,36	0,25	0,62

(a) Include vendite intercompany.
(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 1,15 a seguito di due eventi di lieve entità.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) in aumento del 48% rispetto al 2019 in relazione ad un incremento degli avviamenti produttivi legato a discontinuità nella domanda gas e delle emissioni da venting per interventi di manutenzione presso gli impianti di Sergaz.
- Le vendite di gas naturale nel mondo sono state di 64,99 miliardi di metri cubi, con una flessione del 10,8% rispetto al 2019 (-7,86 miliardi di metri cubi). In riduzione dell'1,8% le vendite in Italia (37,30 miliardi di metri cubi vs. 37,98 miliardi di metri cubi registrati nel 2019).
- Le vendite di GNL sono state di 9,5 miliardi di metri cubi, con una flessione del 5,9% rispetto al 2019.

Riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta

Nel febbraio 2021 è stata riavviata la produzione di GNL presso l'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 50%), in linea con gli accordi perfezionati nel marzo 2021 con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy, volti a risolvere tutte le controversie pendenti tra le parti e a riavviare l'operatività dell'impianto chiuso nel 2012. Nell'ambito di tali accordi Eni subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all'impianto, ricevendo i corrispondenti diritti di liquefazione e nelle attività di commercializzazione di gas naturale in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas.
La ripresa dell'operatività dell'impianto, con una capacità di 7,56 miliardi di metri cubi all'anno, consente di rafforzare gli obiettivi strategici Eni di crescita del portafoglio GNL e la presenza nell'Est Mediterraneo.

GAS NATURALE

APPROVVIGIONAMENTI

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 62,16 miliardi di metri cubi, in riduzione di 8,26 miliardi di metri cubi, pari all'11,7% rispetto al 2019.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (54,69 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'88% del totale, sono diminuiti rispetto al 2019 (-10,16 miliardi di metri cubi; -15,7%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-3,01 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,87 miliardi di metri cubi), in Algeria (-1,44 miliardi di metri cubi), in Libia (-1,42 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Norvegia (+0,76 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (7,47 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 34,1% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**7,47**	**5,57**	**5,46**	**1,90**	**34,1**
Russia	22,49	24,36	26,10	(1,87)	(7,7)
Algeria (incluso il GNL)	5,22	6,66	12,02	(1,44)	(21,6)
Libia	4,44	5,86	4,55	(1,42)	(24,2)
Paesi Bassi	1,11	4,12	3,95	(3,01)	(73,1)
Norvegia	7,19	6,43	6,75	0,76	11,8
Regno Unito	1,62	1,75	2,21	(0,13)	(7,4)
Indonesia (GNL)	1,15	1,58	3,06	(0,43)	(27,2)
Qatar (GNL)	2,47	2,79	2,56	(0,32)	(11,5)
Altri acquisti di gas naturale	5,24	7,90	5,50	(2,66)	(33,7)
Altri acquisti di GNL	3,76	3,40	1,97	0,36	10,6
ESTERO	**54,69**	**64,85**	**68,67**	**(10,16)**	**(15,7)**
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**62,16**	**70,42**	**74,13**	**(8,26)**	**(11,7)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,52	0,08	0,08	0,44	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,03)	(0,22)	(0,18)	0,19	86,4
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**62,65**	**70,28**	**74,03**	**(7,63)**	**(10,9)**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**2,34**	**2,57**	**2,57**	**(0,23)**	**(8,9)**
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**64,99**	**72,85**	**76,60**	**(7,86)**	**(10,8)**

Nel 2020, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (3 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (2,8 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1 miliardo di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,6 miliardi di metri cubi) e (v) degli Stati Uniti (0,3 miliardi di metri cubi).
I volumi di gas equity sono stati di 7,7 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 12% del totale delle disponibilità per la vendita.
Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 2,34 miliardi di metri cubi (-8,9% rispetto al 2019) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Oman, Stati Uniti e Spagna.

VENDITE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dalla contrazione della domanda (circa -5% e -3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2019), le vendite di gas naturale di 64,99 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 7,86 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al 10,8% anche a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con prelievi ridotti in particolare nei segmenti termoelettrico e industriale.

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**62,58**	**70,17**	**73,68**	**(7,59)**	**(10,8)**
Italia (inclusi autoconsumi)	37,30	37,98	39,17	(0,68)	(1,8)
Resto d'Europa	21,54	25,21	27,42	(3,67)	(14,6)
Extra Europa	3,74	6,98	7,09	(3,24)	(46,4)
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**2,41**	**2,68**	**2,92**	**(0,27)**	**(10,1)**
Resto d'Europa	1,46	1,51	1,75	(0,05)	(3,3)
Extra Europa	0,95	1,17	1,17	(0,22)	(18,8)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**64,99**	**72,85**	**76,60**	**(7,86)**	**(10,8)**

Le vendite in Italia pari a 37,30 miliardi di metri cubi sono in riduzione dell'1,8%, principalmente per effetto delle minori vendite al settore termoelettrico ed industriale, in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati all'Hub. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (3,67 miliardi di metri cubi; -16% rispetto al 2019) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.
Le vendite sui mercati europei di 19,33 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 13,5% (-3,02 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019.
Le vendite nei mercati extra europei pari a 4,69 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 42,5% rispetto allo scorso esercizio (-3,46 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti e delle minori vendite di GNL nei mercati del Far East.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**37,30**	**37,98**	**39,17**	**(0,68)**	**(1,8)**
Grossisti	12,89	13,08	14,67	(0,19)	(1,5)
PSV e borsa	12,73	12,13	12,49	0,60	4,9
Industriali	4,21	4,62	4,40	(0,41)	(8,9)
Termoelettrici	1,34	1,90	1,50	(0,56)	(29,5)
Autoconsumi	6,13	6,25	6,11	(0,12)	(1,9)
VENDITE INTERNAZIONALI	**27,69**	**34,87**	**37,43**	**(7,18)**	**(20,6)**
Resto d'Europa	**23,00**	**26,72**	**29,17**	**(3,72)**	**(13,9)**
Importatori in Italia	3,67	4,37	3,42	(0,70)	(16,0)
Mercati europei:	19,33	22,35	25,75	(3,02)	(13,5)
Penisola Iberica	*3,94*	*4,22*	*4,65*	*(0,28)*	*(6,6)*
Germania/Austria	*0,35*	*2,19*	*1,93*	*(1,84)*	*(84,0)*
Benelux	*3,58*	*3,78*	*5,29*	*(0,20)*	*(5,3)*
Regno Unito	*1,62*	*1,75*	*2,22*	*(0,13)*	*(7,4)*
Turchia	*4,59*	*5,56*	*6,53*	*(0,97)*	*(17,4)*
Francia	*5,01*	*4,47*	*4,95*	*0,54*	*12,1*
Altro	*0,24*	*0,38*	*0,18*	*(0,14)*	*(36,8)*
Mercati extra europei	**4,69**	**8,15**	**8,26**	**(3,46)**	**(42,5)**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**64,99**	**72,85**	**76,60**	**(7,86)**	**(10,8)**

GNL

VENDITE DI GNL

(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Europa	4,8	5,5	4,7	(0,7)	(12,7)
Extra Europa	4,7	4,6	5,6	0,1	2,2
TOTALE VENDITE GNL	**9,5**	**10,1**	**10,3**	**(0,6)**	**(5,9)**

Le vendite di GNL (9,5 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono del 5,9% rispetto al 2019 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Taiwan.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.
Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.
I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni sono: i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 520 chilometri; infine iv) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Questi asset generano un flusso stabile di utile operativo, grazie alla vendita principalmente su base long-term dei relativi diritti di trasporto.

Attività ambientali



78 %
Quota dei rifiuti recuperati vs recuperabili
vs. 2019: +19 p.p.

6 mln di mc
Acque recuperate nel 2020
vs. 2019: +20%

Assegnato da ArcelorMittal il contratto per la progettazione degli interventi di bonifica dell'area ex Ilva a Taranto

Avviate iniziative all'estero a supporto delle attvità upstream

Attività di bonifica

L'attività è svolta da Eni Rewind, la società ambientale di Eni che attraverso un modello integrato end to end garantisce il presidio del processo di risanamento ambientale, pianificando sin dalle prime fasi e in accordo con le istituzioni e gli stakeholder locali, i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse, al fine di renderle disponibili per iniziative di sviluppo sostenibile, sia in Italia che all'estero. Nel realizzare le attività, Eni Rewind applica le tecnologie più avanzate, rivolgendo una forte attenzione a soluzioni on site e in situ, con l'obiettivo di massimizzare l'efficacia e l'efficienza degli interventi.
Nel 2020 Eni Rewind ha ampliato il perimetro delle proprie attività al di fuori del gruppo con l'assegnazione da ArcelorMittal del contratto per la progettazione degli interventi di bonifica dell'area ex Ilva a Taranto. Il contratto include anche l'assistenza nell'iter autorizzativo finalizzato all'approvazione da parte degli enti preposti del progetto di messa in sicurezza operativa dello stabilimento.
Inoltre, attraverso il Progetto Rinnovabili per l'Italia, sono stati individuati terreni recuperati nelle aree industriali dove installare impianti fotovoltaici, impianti a biomassa e centrali solari a concentrazione.

Nel 2020 è stato inaugurato, in alcune aree del sito Eni di Porto Torres, un parco fotovoltaico con una capacità installata di 31 MW. L'energia prodotta è destinata in parte all'attività industriale presente nell'area consentendo di evitare emissioni per circa 26 mila tonnellate/anno di CO_2. Nel corso dell'anno è stata individuata un'ulteriore area da destinare alla realizzazione di un parco fotovoltaico di 34 MW, in fase di progettazione.
Inoltre, proseguono le attività del Progetto Ravenna Ponticelle che prevede, attraverso un intervento ambientale di messa in sicurezza permanente e la successiva riqualificazione, la realizzazione di: (i) un impianto fotovoltaico; (ii) un impianto di bio-remediation di recupero terreni con annesso laboratorio biologico; e (iii) una piattaforma polifunzionale in partnership con un altro player locale per la gestione fino a 60 mila tonnellate all'anno di rifiuti speciali derivanti dalle attività ambientali e produttive in linea con le direttive europee del settore.

Water & Waste Management

L'attività eseguita da Eni Rewind, si focalizza nel trattamento delle acque nei siti di proprietà del Gruppo, attraverso un sistema integrato di intercettazione e convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Attualmente sono operativi e gestiti 42 impianti di trattamento acque in Italia, con circa 36 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2020.
Nel corso dell'anno sono state completate le attività di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento acque di falda, con il completamento del controllo remoto per i principali impianti.
Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2020 sono stati riutilizzati circa 6 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento.
Proseguono le attività relative all'applicazione della tecnologia Blue Water presso il Centro Olio Val d'Agri di Viggiano. Il progetto è finalizzato al trattamento e al recupero delle acque di produzione estratte da giacimento per un riutilizzo ad uso industriale. Il progetto è in corso di autorizzazione.
Inoltre, Eni Rewind gestisce la quasi totalità dei rifiuti provenienti sia dalle attività di risanamento ambientale sia dalle attività produttive del Gruppo in Italia, attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie per minimizzare gli impatti ambientali. Nel 2020 sono state gestite complessivamente circa 1,7 milioni di tonnellate di rifiuti con una quota dei rifiuti recuperati rispetto a quelli realmente recuperabili che si attesta a circa il 78%.
L'attività dell'anno ha riguardato anche le iniziative all'estero, comprensive anche di programmi di training e knowledge sharing, in particolare in Iraq, Nigeria, Egitto, Tunisia, Kazakhstan, Turkmenistan ed Angola a supporto delle attività upstream in corso nei Paesi.
Inoltre, nel gennaio 2021 è stato firmato un Memorandum d'Intesa con l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain con l'obiettivo di individuare e promuovere iniziative congiunte per la gestione, il recupero e il riutilizzo delle risorse acqua, suolo e dei rifiuti del Paese.

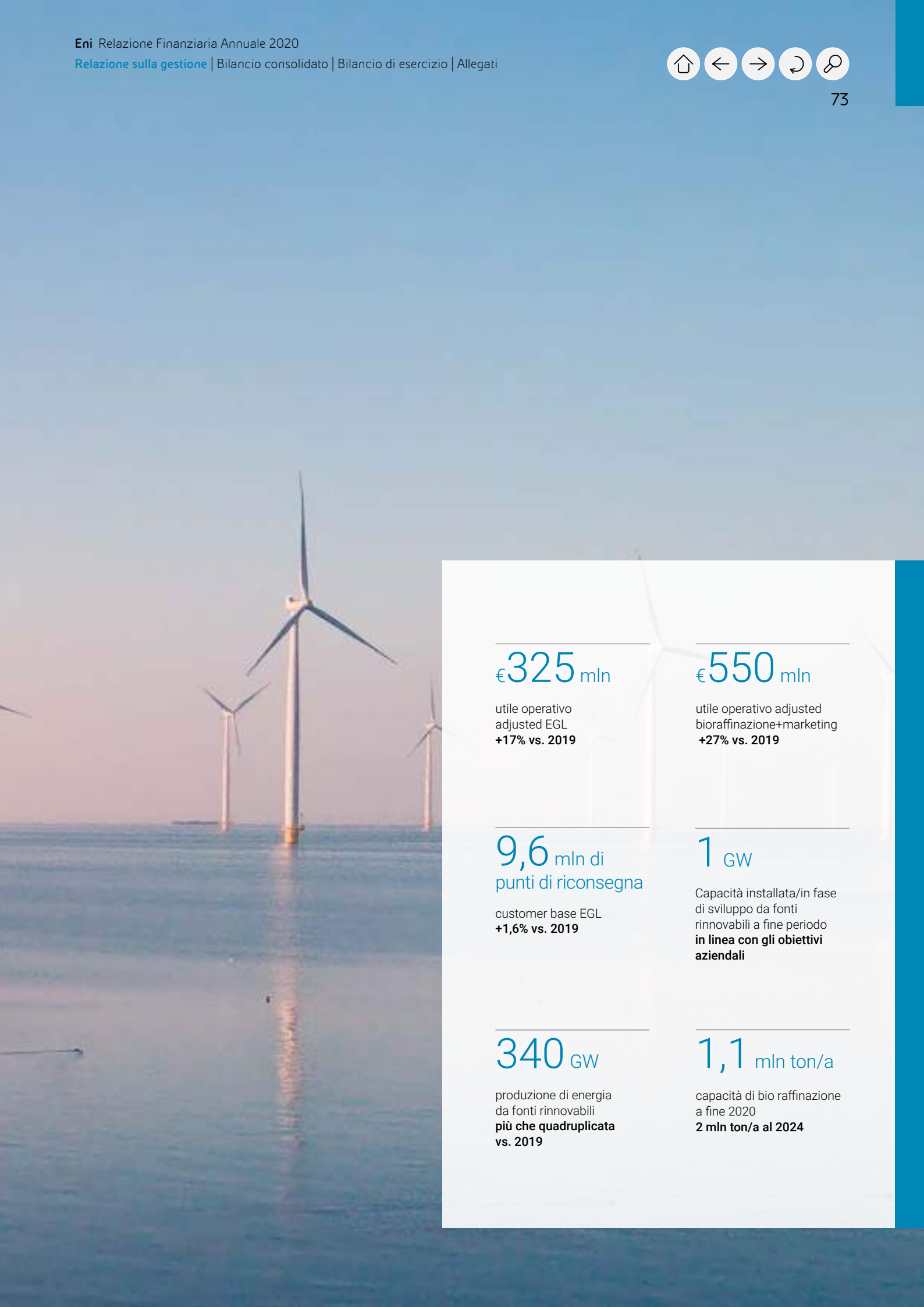
Waste to Fuel

L'obiettivo di recupero e riuso delle risorse si concretizza anche attraverso lo sviluppo della tecnologia proprietaria Waste to Fuel che consente di trasformare la FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) in acqua e bio olio. Il bio olio può essere destinato al trasporto marittimo, visto il basso contenuto di zolfo, o contribuire a produrre biocarburanti avanzati, mentre l'acqua recuperata può essere destinata a usi industriali.
La prima applicazione della tecnologia è in corso a Gela attraverso un impianto pilota, avviato nel 2018.
La realizzazione di un impianto con scala industriale è prevista a Porto Marghera, in aree bonificate di proprietà. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto con una capacità di trattamento fino a 150 mila tonnellate annue di FORSU. Nel 2020 è stato avviato l'iter autorizzativo del progetto, che prevede la collaborazione di realtà industriali e produttive locali in un'ottica di sinergia con il territorio.

Energy Evolution



La Direzione Generale Energy Evolution è impegnata nell'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. In particolare, è focalizzata sulla crescita della generazione elettrica rinnovabile e del bio metano, coordina l'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica. Sviluppa ulteriormente il portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. La Direzione comprende i risultati dei business Refining & Marketing, della chimica gestito da Versalis SpA e dalle sue controllate, del retail Gas & Power gestito da Eni gas e luce e del business di generazione e vendita di energia elettrica da impianti termoelettrici e da fonti rinnovabili.



€325 mln

utile operativo
adjusted EGL
+17% vs. 2019

€550 mln

utile operativo adjusted
bioraffinazione+marketing
+27% vs. 2019

9,6 mln di punti di riconsegna

customer base EGL
+1,6% vs. 2019

1 GW

Capacità installata/in fase
di sviluppo da fonti
rinnovabili a fine periodo
in linea con gli obiettivi aziendali

340 GW

produzione di energia
da fonti rinnovabili
più che quadruplicata vs. 2019

1,1 mln ton/a

capacità di bio raffinazione
a fine 2020
2 mln ton/a al 2024

Refining & Marketing e Chimica







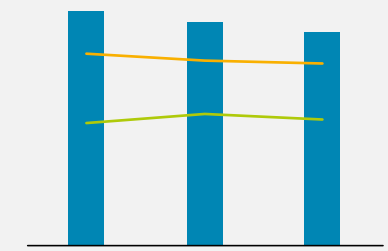
1,1 mln ton/a
Capacità
di bioraffinazione

6,65 mln ton di CO_2eq.
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)
vs. 2019: -16%

€ 550 mln
Utile operativo adjusted
bioraffinazione+marketing
vs. 2019: +27%

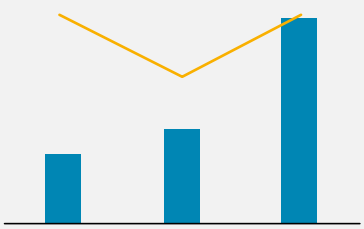
4,34 mln ton
Vendite di prodotti petrolchimici
vs. 2019: +1% nonostante
il calo della domanda

Rete Italia



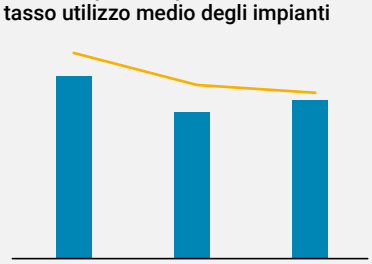
	2018	2019	2020
Impianti (numero)	4.223	4.184	4.134
Quota di mercato (%)	24,0	23,6	23,3
Grado di efficienza della rete (%)	1,20	1,23	1,22

Lavorazioni delle bioraffinerie



	2018	2019	2020
Lavorazioni bio (mgl ton)	253	311	710
Tasso utilizzo medio delle bioraffinerie (%)	63	44	63

Produzioni prodotti petrolchimici e tasso utilizzo medio degli impianti



	2018	2019	2020
Produzione di prodotti petrolchimici (mgl ton)	9.483	8.068	8.073
Tasso di utilizzo medio degli impianti (%)	76	67	65

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,27	0,56
di cui: dipendenti		*1,17*	*0,24*	*0,49*
contrattisti		*0,48*	*0,29*	*0,62*
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	710	311	253
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	63	44	63
Grado di conversione del sistema di raffinazione oil		54	54	54
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil		69	88	91
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Grado di efficienza della rete	(%)	1,22	1,23	1,20
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.471	11.626	11.457
di cui all'estero		*2.556*	*2.591*	*2.594*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	6,65	7,97	8,19
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2eq./migliaia di tonnellate)	248	248	253

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 0,80 a seguito di un incremento degli eventi registrati nel business R&M in Ecuador.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al 2019, principalmente per il calo delle attività nella raffinazione.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie risultano sostanzialmente stabili nel 2020. L'andamento delle emissioni GHG è stato proporzionale alla riduzione della quantità di materia lavorata.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC Refining) nel 2020 sono state di 17 milioni di tonnellate, in riduzione del 25% rispetto al periodo di confronto, a causa delle minori lavorazioni in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso e alla saturazione degli stoccaggi a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19.
- In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per il ramp-up della produzione di biocarburanti presso la bioraffineria di Gela (0,71 milioni di tonnellate, più che raddoppiate rispetto al 2019).
- Le vendite sulla rete in Italia (4,56 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2019 (-22%). Quota di mercato pari a 23,3% (23,6% nel 2019).
- Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,05 milioni di tonnellate) registrano un calo del 16% rispetto al 2019 a causa degli effetti della pandemia.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,34 milioni di tonnellate sono aumentate dell'1% nonostante il calo della domanda.

Bioraffineria di Gela

Nel 2020, raggiunta la piena operatività presso il sito di Gela, con produzioni di biocarburanti quintuplicate rispetto al 2019. Il ramp-up dell'impianto costituisce un passo in avanti lungo il percorso di decarbonizzazione delle attività di Eni grazie all'applicazione della tecnologia proprietaria Ecofining™. A marzo 2021 è stata avviata la Biomass Treatment Unit per ampliare il range di cariche da inviare all'impianto consentendo la sostituzione dell'olio di palma con altre soluzioni sostenibili.

Economia circolare e chimica green

- Ampliata su scala industriale la tecnologia di riciclo meccanico dei rifiuti plastici grazie all'alleanza con Forever Plast per promuovere lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati.
- Firmato un accordo con AGR, società italiana proprietaria di una tecnologia per il trattamento di elastomeri usati, per lo sviluppo di nuovi prodotti e applicazioni in gomma riciclata, in collaborazione con il Consorzio EcoTyre che gestisce una rete nazionale di raccolta e trattamento di pneumatici fuori uso.
- Firmato un accordo tra Versalis e COREPLA (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) con l'obiettivo di valorizzare le plastiche usate attraverso tecnologie in fase di sviluppo da parte di Eni per processi di gassificazione e riciclo chimico (pirolisi).
- Nel 2020, Versalis ha aderito alla Circular Plastics Alliance (CPA) per contribuire attivamente all'obiettivo europeo di utilizzare 10 milioni di tonnellate di plastica riciclata in nuovi prodotti entro il 2025. L'Alleanza, promossa dalla Commissione Europea, ha come missione quella di incentivare il riciclo della plastica in Europa e contestualmente sviluppare il mercato delle materie prime seconde.
- Ingresso di Versalis nel mercato dei prodotti per la protezione dell'agricoltura, grazie all'alleanza con AlphaBio Control, società di ricerca e sviluppo specializzata nella realizzazione di formulati naturali per la tutela delle colture, finalizzato alla produzione di erbicidi e biocidi per la disinfezione delle superfici a base vegetale e biodegradabili, utilizzando i principi attivi prodotti dalla piattaforma di chimica da fonti rinnovabili di Porto Torres.

Sviluppi di business

- In fase di potenziamento il sito di Crescentino, hub strategico per la produzione di energia elettrica e feedstock chimici interamente da biomasse residuali, non in competizione con la filiera alimentare, sulla base di una tecnologia proprietaria tra le più avanzate nell'industria, di cui una prima applicazione pratica è stata la produzione di un disinfettante a base di etanolo da sciroppo di glucosio da mais su formulazione OMS (Organizzazione Mondiale della Sanità) da utilizzare come presidio medico chirurgico; riavviata la centrale elettrica a biomasse. Sono in corso gli studi per sviluppare il processo di produzione di bioplastiche da zuccheri di seconda generazione.
- Finalizzata a luglio l'acquisizione da parte di Versalis del 40% di Finproject, società attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario. Tale operazione consente di estrarre valore dall'integrazione del posizionamento di Finproject sul mercato per le applicazioni ad alto valore aggiunto e la leadership tecnologica e industriale di Versalis.

Tecnologie proprietarie

Nel 2021 è stata concessa a Enter Engineering Pte Ltd la licenza per l'utilizzo dell'unità swing di polietilene a bassa densità/etilene vinil acetato (LDPE/EVA, polimeri e copolimeri dell'etilene, con buon equilibrio tra

lavorabilità e proprietà meccaniche) nel nuovo complesso gas to chemicals basato su tecnologia MTO – Methanol to Olefins che sorgerà nei pressi di Karakul, nella regione uzbeka di Bukhara.
Il background e le competenze di Versalis nella concessione delle tecnologie proprietarie si fonda su consolidate capacità di ricerca e sviluppo, nonché su capacità di laboratorio e di collaudo degli impianti pilota e sull'esperienza operativa su larga scala presso i suoi stabilimenti produttivi.

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2020 sono state acquistate 17,37 milioni di tonnellate di petrolio (23,43 milioni di tonnellate nel 2019) di cui 3,55 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,23 milioni di tonnellate sul mercato spot e 3,59 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dal Medio Oriente, 17% dall'Asia Centrale, 16% dalla Russia, 16% dall'Italia, 8% dall'Africa Occidentale, 7% dall'Africa Settentrionale, 4% dal Mare del Nord e 6% da altre aree.

ACQUISTI

(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Greggi equity	3,55	4,24	4,14	(0,69)	(16,3)
Altri greggi	13,82	19,19	18,48	(5,37)	(28,0)
Totale acquisti di greggi	**17,37**	**23,43**	**22,62**	**(6,06)**	**(25,9)**
Acquisti di semilavorati	0,11	0,26	0,65	(0,15)	(57,7)
Acquisti di prodotti	10,31	11,45	11,55	(1,14)	(10,0)
TOTALE ACQUISTI	**27,79**	**35,14**	**34,82**	**(7,35)**	**(20,9)**
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,35)	(0,35)		
Altre variazioni[(a)]	(0,69)	(2,08)	(1,27)	1,39	66,8
TOTALE DISPONIBILITÀ	**26,75**	**32,71**	**33,20**	**(5,96)**	**(18,2)**

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2020 pari a 17 milioni di tonnellate, in calo rispetto al 2019 (-25,2%). Tali risultati sono stati causati delle minori lavorazioni presso le raffinerie in Italia in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso e alla saturazione degli stoccaggi a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19. Tali riduzioni sono state in parte compensate dal riavvio degli impianti di Bayernoil e PCK in Germania.
In Italia i volumi processati pari a 14,82 milioni di tonnellate sono in calo rispetto al 2019 (-28,4%), in risposta allo scenario di raffinazione.
All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,18 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 140 mila tonnellate (+6,9%) a seguito del riavvio dell'impianto di Vohburg e PCK in Germania. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 12,72 milioni di tonnellate, in diminuzione del 26,3% (pari a 4,54 milioni di tonnellate).
Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 69%.
Il 21,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2019 (18,9%).

BIORAFFINAZIONE

I volumi di bio-feedstock processati sono più che raddoppiati rispetto al 2019, con un incremento di circa 0,40 milioni di tonnellate, a seguito del ramp-up produttivo della bioraffineria di Gela.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	12,72	17,26	16,78	(4,54)	(26,3)
Lavorazioni in conto terzi	(1,75)	(1,25)	(1,03)	(0,50)	(40,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	3,85	4,69	4,93	(0,84)	(17,9)
Lavorazioni in conto proprio	**14,82**	**20,70**	**20,68**	**(5,88)**	**(28,4)**
Consumi e perdite	(0,97)	(1,38)	(1,38)	0,41	29,7
Prodotti disponibili da lavorazioni	**13,85**	**19,32**	**19,30**	**(5,47)**	**(28,3)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,18	7,27	7,50	(0,09)	(1,2)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,66)	(0,68)	(0,54)	0,02	2,9
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,35)	(0,35)	0,00	0,0
Prodotti venduti	**20,02**	**25,56**	**25,91**	**(5,54)**	**(21,7)**
Totale lavorazioni bio	**0,71**	**0,31**	**0,25**	**0,40**	**128,3**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	2,18	2,04	2,55	0,14	6,9
Consumi e perdite	(0,17)	(0,18)	(0,20)	0,01	5,6
Prodotti disponibili da lavorazioni	**2,01**	**1,86**	**2,35**	**0,15**	**8,1**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,39	4,17	4,12	(0,78)	(18,7)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,66	0,68	0,54	(0,02)	(2,9)
Prodotti venduti	**6,06**	**6,71**	**7,01**	**(0,65)**	**(9,7)**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**17,00**	**22,74**	**23,23**	**(5,74)**	**(25,2)**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*3,55*	*4,24*	*4,14*	*(0,69)*	*(16,3)*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**26,08**	**32,27**	**32,92**	**(6,19)**	**(19,2)**
Vendite di greggi	**0,67**	**0,44**	**0,28**	**0,23**	**52,3**
TOTALE VENDITE	**26,75**	**32,71**	**33,20**	**(5,96)**	**(18,2)**

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (26,08 milioni di tonnellate) sono diminuite di 6,19 milioni di tonnellate rispetto al 2019, pari al 19,2%, a seguito della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19 che ha causato minori vendite in Italia e all'estero.

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Rete	4,56	5,81	5,91	(1,25)	(21,5)
Extrarete	5,75	7,68	7,54	(1,93)	(25,1)
Petrolchimica	0,61	0,83	0,96	(0,22)	(26,5)
Altre vendite	9,10	11,24	11,50	(2,14)	(19,0)
Vendite in Italia	**20,02**	**25,56**	**25,91**	**(5,54)**	**(21,7)**
Rete resto d'Europa	2,05	2,44	2,48	(0,39)	(16,0)
Extrarete resto d'Europa	2,40	2,63	2,82	(0,23)	(8,7)
Extrarete mercati extra europei	0,48	0,48	0,47		
Altre vendite	1,13	1,16	1,24	(0,03)	(2,6)
Vendite all'estero	**6,06**	**6,71**	**7,01**	**(0,65)**	**(9,7)**
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	**26,08**	**32,27**	**32,92**	**(6,19)**	**(19,2)**

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (4,56 milioni di tonnellate) sono in calo rispetto al 2019 (1,25 milioni di tonnellate, -21,5%) come risultante delle misure restrittive adottate in particolare nel secondo trimestre durante il picco pandemico. L'erogato medio (1.206 mila litri) è diminuito di 380 mila litri rispetto al 2019 (1.586 mila litri). La quota di mercato media del 2020 è del 23,3% in leggera diminuzione rispetto al 2019 (23,6%).
Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.134 stazioni di servizio con una riduzione di 50 unità rispetto al 31 dicembre 2019 (4.184 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (46 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (3 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali (1 unità).

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Italia	**10,31**	**13,49**	**13,45**	**(3,18)**	**(23,6)**
Vendite rete	**4,56**	**5,81**	**5,91**	**(1,25)**	**(21,5)**
Benzina	1,16	1,44	1,46	(0,28)	(19,4)
Gasolio	3,10	3,95	4,03	(0,85)	(21,5)
GPL	0,27	0,38	0,38	(0,11)	(28,9)
Altri prodotti	0,03	0,04	0,04	(0,01)	(25,0)
Vendite extrarete	**5,75**	**7,68**	**7,54**	**(1,93)**	**(25,1)**
Gasolio	3,11	3,41	3,25	(0,30)	(8,8)
Oli combustibili	0,02	0,06	0,07	(0,04)	(66,7)
GPL	0,18	0,18	0,20	0,00	0,0
Benzina	0,30	0,47	0,44	(0,17)	(36,2)
Lubrificanti	0,08	0,08	0,08	0,00	0,0
Bunker	0,63	0,77	0,80	(0,14)	(18,2)
Jet fuel	0,70	1,92	1,98	(1,22)	(63,5)
Altri prodotti	0,73	0,79	0,72	(0,06)	(7,6)
Estero (rete + extrarete)	**4,93**	**5,55**	**5,77**	**(0,62)**	**(11,2)**
Benzina	1,13	1,31	1,30	(0,18)	(13,7)
Gasolio	2,73	3,02	3,16	(0,29)	(9,6)
Jet fuel	0,09	0,29	0,33	(0,20)	(69,0)
Oli combustibili	0,13	0,09	0,14	0,04	44,4
Lubrificanti	0,09	0,09	0,09	0,00	0,0
GPL	0,50	0,50	0,50	0,00	0,0
Altri prodotti	0,26	0,25	0,25	0,01	4,0
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE	**15,24**	**19,04**	**19,22**	**(3,80)**	**(20,0)**

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,05 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al 2019, a seguito delle misure restrittive adottate nel secondo trimestre durante il picco pandemico.
Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.235 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 8 unità rispetto al 31 dicembre 2019 principalmente in Germania e Francia. L'erogato medio (1.980 mila litri) è diminuito di 376 mila litri rispetto al 2019 (2.356 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 5,75 milioni di tonnellate sono diminuite del 25,1% rispetto al 2019, per effetto della ridotta attività industriale e, in particolare, delle minori vendite di jet fuel a causa della profonda crisi del settore delle compagnie aeree.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,40 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'8,7% rispetto al 2019, in particolare in Spagna parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Germania per maggiori disponibilità di prodotti a seguito del riavvio dell'impianto di Vohburg.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,61 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 26,5%. Le altre vendite in Italia e all'estero (10,23 milioni di tonnellate) sono in riduzione (-2,17 milioni di tonnellate; -17,5%) per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

DISPONIBILITÀ E VENDITE DI PRODOTTI

(migliaia di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Intermedi	5.861	5.818	7.130	43	0,7
Polimeri	2.212	2.250	2.353	(38)	(1,7)
Produzioni	**8.073**	**8.068**	**9.483**	**5**	**0,1**
Consumi e perdite	(4.366)	(4.307)	(5.085)	(59)	(1,4)
Acquisti e variazioni rimanenze	632	534	548	98	18,4
TOTALE DISPONIBILITÀ	**4.339**	**4.295**	**4.946**	**44**	**1,0**
Intermedi	2.549	2.529	3.095	20	0,8
Polimeri	1.790	1.766	1.851	24	1,4
TOTALE VENDITE	**4.339**	**4.295**	**4.946**	**44**	**1,0**

Le **vendite** di prodotti petrolchimici di 4.339 mila tonnellate sono in leggero aumento rispetto al 2019 (+44 mila tonnellate, pari all'1%), grazie alla performance positiva registrata nel settore degli intermedi, degli stirenici e del polietilene per effetto dell'accelerazione della ripresa economica nel quarto trimestre in particolare in Asia e della minore pressione competitiva, in parte attenuata dalla riduzione generalizzata dei volumi registrata nel secondo trimestre durante il picco pandemico e la recessione globale che ha colpito tutti i principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive e il successivo atteggiamento prudente degli operatori che ha indotto a ridurre gli stoccaggi.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 23,3% rispetto al 2019, con gli aromatici e le olefine in riduzione rispettivamente del 36,4% e del 25,4%. Flessione del 15% rispetto al 2019 nel business polimeri.

Le **produzioni** di prodotti petrolchimici di 8.073 mila tonnellate sono sostanzialmente invariate (+5 mila tonnellate) rispetto al 2019: le maggiori produzioni di intermedi (+43 mila tonnellate) in particolare olefine, sono state in parte compensate dalle minori produzioni di elastomeri e polietilene rispetto al 2019 (rispettivamente -23 mila tonnellate e -18 mila tonnellate).

I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-207 mila tonnellate), per prolungamento della fermata programmata, e di Brindisi (-33 mila tonnellate), compensati dalle maggiori lavorazioni presso Porto Marghera (+246 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è in lieve riduzione rispetto al 2019. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 65%, inferiore rispetto al 2019 (67%) per le citate fermate.

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.385 milioni) sono diminuiti del 22,7% (-€406 milioni rispetto al 2019), per effetto sia del decremento delle quotazioni sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di fermate occorse nel 2020. Le vendite sono aumentate in particolare per gli aromatici (2,4%) e le olefine (0,8%) per maggiore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 23,3%, in particolare negli aromatici (-36,4%), nelle olefine (-25,4%), e i derivati (-5,9%). Le produzioni di intermedi (5.861 migliaia di tonnellate) sono aumentate dello 0,7% rispetto al 2019. Si registrano incrementi nelle olefine (1,7%) e decrementi nei derivati (-3,9%) e negli aromatici (-0,8%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€1.888 milioni) sono diminuiti del 14,2% (-€313 milioni) per effetto del calo dei prezzi medi unitari (-15%). Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (4,0%) per maggiore domanda di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-16,0%). In aumento i volumi di vendita del polietilene (2,0%) per l'incremento della domanda. I prezzi medi sono in calo del 13,4%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,6%) è attribuibile ai minori volumi venduti di lattici (-8,4%), di EPR (-6,5%) di TPR (-4,8%) di gomme SBR (-4,6%) e di gomme BR (-3,0%). L'aumento delle vendite di stirenici (4,0%) è attribuibile principalmente a ABS (7,8%), polistirolo espandibile (5,1%) e polistirolo compatto (4,5%), compensate da minori vendite di stirene (-12,7%). Complessivamente in aumento i volumi venduti del business polietilene (2,0%) con maggiori vendite di LDPE (4,6%) e di EVA (7,3%), compensate da minori vendite di LLDPE (-2,3%); si rileva inoltre una riduzione dei prezzi medi di vendita (-13,4%). Le produzioni di polimeri (2.212 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2019 principalmente negli elastomeri (-6,7%) e nel polietilene (-1,9%).

Eni gas e luce, Power & Renewables





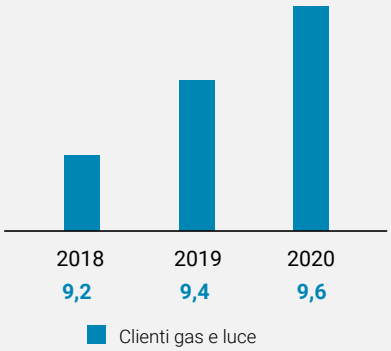
€465 mln
Utile operativo adjusted del settore
vs. 2019: +26%

7,68 mld mc
Vendite gas retail

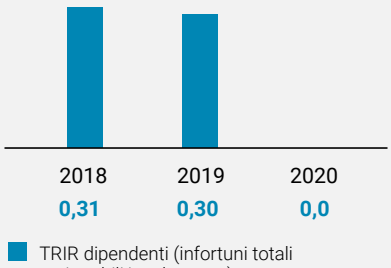
12,49 TWh
Vendite retail di energia elettrica a clienti finali
vs. 2019: +14,4% grazie alla crescita del portafoglio clienti all'estero

339,6 GWh
Produzione di energia da fonti rinnovabili **più che quintuplicata vs. 2019**

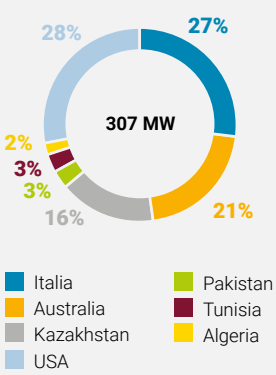
Clienti retail
(mln di PDR)



Total Recordable Injury Rate (TRIR)
0 infortuni tra i dipendenti



Capacità da fonti rinnovabili installata per area geografica



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,32	0,62	0,60
di cui: dipendenti		*0,00*	*0,30*	*0,31*
contrattisti		*0,73*	*0,95*	*1,16*
Eni gas e luce				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Clienti retail	(milioni di PDR)	9,57	9,42	9,19
Power & Renewables				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	25,33	28,28	28,54
Produzione termoelettrica		20,95	21,66	21,62
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Dipendenti in servizio a fine periodo		2.092	2.056	2.056
di cui: all'estero		*413*	*358*	*337*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	9,63	10,22	10,47
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power)	(gCO_2eq./kWh eq.)	391	394	402

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 0,32 con un miglioramento del 48% rispetto al 2019. Si registra nel corso dell'anno il raggiungimento del target di zero infortuni per i dipendenti e un forte miglioramento dell'indice degli infortuni a contrattisti.
- Le emissioni di GHG (Scope 1) evidenziano un trend in miglioramento del 6% rispetto al 2019 a seguito dei cali produttivi riconducibili all'emergenza sanitaria e alla fermata di manutenzione nello stabilimento di Ferrara.
- L'indice relativo alle emissioni di GHG (Scope 1) per unità di energia elettrica prodotta risulta in lieve riduzione rispetto al 2019 (-0,7%) a seguito del minore utilizzo di syngas nello stabilimento di Ferrera Erbognone, con effetto migliorativo sull'indice emissivo.
- Le vendite retail di gas sono pari a 7,68 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 10,9% rispetto al 2019, a causa delle minori vendite registrate presso il segmento PMI e grossisti.
- Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali pari a 12,49 TWh sono in aumento del 14,4%, beneficiando della crescita del portafoglio clienti all'estero.
- Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 25,33 TWh, in diminuzione del 10,4% a causa della contrazione dell'attività economica a seguito delle misure di contrasto alla crisi pandemica.
- La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 339,6 GWh, più che quintuplicata rispetto al periodo di confronto (60,6 GWh nel 2019), per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché per il contributo degli asset acquisiti negli Stati Uniti.
- Al 31 dicembre 2020 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 307 MW, di cui l'80% riferita a impianti fotovoltaici (inclusa la potenza installata di storage) e il 20% a impianti eolici.

Sviluppi del business retail gas e luce

Nell'ambito della strategia di sviluppo tecnologico e digitale del business, Eni tramite la controllata Eni gas e luce ha acquisito a giugno il 20% di Tate Srl, start-up operante nell'attivazione e nella gestione di contratti di energia elettrica e gas tramite servizi digitali. Inoltre, nel mese di luglio è stata avviata una partnership strategica con OVO per il lancio nel mercato francese di un servizio digitale volto alla sensibilizzazione dei clienti retail nell'utilizzo consapevole dell'energia e all'accesso a tecnologie a zero emissioni.

In coerenza con l'obiettivo di accrescimento del portafoglio clienti, tramite l'ampliamento della presenza nel mercato europeo, a gennaio è stato sottoscritto un accordo tra Eni gas e luce e Gruppo Pitma per l'acquisizione del 100% di Aldro Energía con un portafoglio di circa 250 mila clienti principalmente in Spagna e Portogallo con un'importante focalizzazione sul segmento delle piccole e medie imprese. L'operazione sarà perfezionata al ricevimento delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Transizione verso una mobilità sostenibile

In linea con la strategia di decarbonizzazione e transizione energetica focalizzata sulla vendita di prodotti a basso impatto emissivo, Eni gas e luce ha sottoscritto a febbraio 2021 un accordo con Be Charge, società del Gruppo Be Power SpA per potenziare le infrastrutture per la mobilità elettrica, che prevede l'installazione, su tutto il territorio nazionale di colonnine di ricarica co-brandizzate ad accesso pubblico, per veicoli elettrici che verranno alimentate con energia verde fornita da Eni gas e luce.

Sviluppo del business energia rinnovabile

Nel 2020 è proseguita l'espansione nel mercato internazionale delle energie rinnovabili, grazie allo sviluppo di una partnership strategica con il gruppo italiano Falck, in particolare nel contesto statunitense, sono state implementate le seguenti iniziative di business:

- acquisita a marzo la partecipazione del 49% degli impianti fotovoltaici di Falck Renewables in esercizio nel Paese (57 MW in quota Eni);
- completata a novembre l'acquisizione da Building Energy SpA di 62 MW di capacità in esercizio (30,2 MW in quota Eni) nell'eolico onshore e nel solare e una pipeline di progetti eolici fino a 160 MW. La produzione in esercizio consentirà di evitare oltre 93 mila tonnellate all'anno di emissioni di CO_2;
- acquisito a novembre da Savion Llc un progetto solare "ready to build" da 30 MW (14,5 MW in quota Eni) situato in Virginia. L'impianto consentirà di evitare oltre 33 mila tonnellate di CO_2 all'anno.

A luglio è stato avviato l'impianto fotovoltaico di Volpiano (18 MW), con una produzione attesa di 27 GWh/anno che consentirà di evitare circa 370 mila tonnellate di emissioni di CO_2 lungo la vita utile dell'impianto.

A febbraio 2021, accordo con X-Elio, azienda leader in Spagna, per l'acquisizione di tre progetti fotovoltaici nel sud del paese con una capacità complessiva di 140 MW.

Nell'eolico onshore, sono stati acquisiti da Asja Ambiente tre progetti con una potenza complessiva di 35,2 MW e una produzione annua stimata di circa 90 GWh, che consentiranno di evitare oltre 38 mila tonnellate all'anno emissioni di CO_2.

Firmato un Sale and Purchase Agreement per l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) in UK, il più grande al mondo del suo genere con l'installazione di una potenza complessiva di 2,4 GW al 100% con completamento atteso nel 2023-2024. L'operazione è stata perfezionata a fine febbraio 2021 e contribuirà con 480 MW di capacità di generazione rinnovabile al portafoglio e agli obiettivi di crescita Eni.

ENI GAS E LUCE

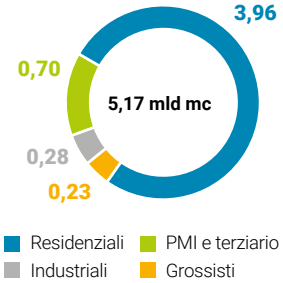
DOMANDA GAS

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 9,6 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**5,17**	**5,49**	**5,83**	**(0,32)**	**(5,8)**
Grossisti	0,23	0,33	0,45	(0,10)	(30,3)
Industriali	0,28	0,30	0,39	(0,02)	(6,7)
PMI e terziario	0,70	0,87	0,79	(0,17)	(19,5)
Residenziali	3,96	3,99	4,20	(0,03)	(0,8)
VENDITE INTERNAZIONALI	**2,51**	**3,13**	**3,30**	**(0,62)**	**(19,8)**
Mercati europei:					
Francia	*2,08*	*2,69*	*2,94*	*(0,61)*	*(22,7)*
Grecia	*0,34*	*0,35*	*0,24*	*(0,01)*	*(2,9)*
Altro	*0,09*	*0,09*	*0,12*	*0,00*	*0,0*
TOTALE VENDITE RETAIL GAS	**7,68**	**8,62**	**9,13**	**(0,94)**	**(10,9)**

Vendite di gas in Italia (mld mc)



VENDITE RETAIL GAS

Nel 2020, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa sono state di 7,68 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una flessione di 0,94 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al -10,9%. Le vendite in Italia pari a 5,17 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 5,8% rispetto al 2019, principalmente per effetto delle minori vendite al settore piccole e medie imprese e grossisti; il segmento residenziale ha riportato un calo più contenuto grazie all'effetto climatico positivo registrato nell'ultimo trimestre dell'anno.

Le vendite sui mercati europei di 2,51 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 19,8% (-0,62 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019. In riduzione del 22,7% le vendite in Francia a seguito delle minori vendite a clienti industriali. Le vendite in Grecia e Slovenia sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto.

VENDITE RETAIL DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 12,49 TWh effettuate tramite Eni gas e luce e le società controllate in Francia e Grecia registrano una performance positiva con un incremento pari al 14,4% rispetto al 2019, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+ 270 mila clienti power vs. 2019) e alle maggiori vendite a clienti retail residenziali e industriali in Europa.

POWER

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2020, la potenza installata in esercizio è di 4,6 gigawatt. Nel 2020, la produzione di energia elettrica è stata di 20,95 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2019. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,09 TWh di energia elettrica (-4,2% rispetto al 2019) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 25,33 TWh registrano una riduzione pari al 10,4%, a seguito della contrazione dell'attività economica.

		2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.346	4.410	4.300	(64)	(1,5)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	160	276	356	(116)	(42,0)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,95	21,66	21,62	(0,71)	(3,3)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.591	7.646	7.919	(55)	(0,7)

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

(terawattora)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica	20,95	21,66	21,62	(0,71)	(3,3)
Acquisti di energia elettrica[a]	17,09	17,83	15,45	(0,74)	(4,2)
Disponibilità	**38,04**	**39,49**	**37,07**	**(1,45)**	**(3,7)**
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	**25,33**	**28,28**	**28,54**	**(2,95)**	**(10,4)**

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

RENEWABLES

Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) attraverso l'unità di business Energy Solutions impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Gli obiettivi di Eni in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello internazionale.

ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO

		2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6	279,0	..
di cui: fotovoltaico		*223,2*	*60,6*	*11,6*	*162,6*	..
eolico onshore		*116,4*			*116,4*	
di cui: Italia		*112,2*	*53,3*	*11,6*	*58,9*	..
estero		*227,4*	*7,3*		*220,1*	..
di cui: autoconsumo[a]		*23%*	*60%*	*75%*		
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40	133	76,4
di cui: fotovoltaico		*77%*	*76%*	*100%*		
eolico onshore		*20%*	*20%*			
potenza installata di storage		*3%*	*4%*			

(a) Energia elettrica destinata al consumo di siti produttivi Eni.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 339,6 GWh riferita per 223,2 GWh all'ambito fotovoltaico e per 116,4 GWh all'eolico, con un aumento di 279 GWh rispetto al 2019.

L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché del contributo degli asset già operativi negli Stati Uniti acquisiti nel corso del 2020.

Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

(megawatt)	(tecnologia)	2020	2019	2018
ITALIA	fotovoltaico	**84**	**82**	**35**
ESTERO		**160**	**58**	**5**
Algeria	fotovoltaico	5	5	5
Australia	fotovoltaico	64	39	
Pakistan	fotovoltaico	10	10	
Tunisia	fotovoltaico	9	4	
Stati Uniti	fotovoltaico	72		
Totale capacità installata fotovoltaico		**244**	**140**	**40**
Stati Uniti	eolico	15		
Kazakhstan	eolico	48	34	
Totale capacità installata eolico onshore		**63**	**34**	**-**
Totale capacità installata a fine periodo (inclusa potenza installata di storage)		**307**	**174**	**40**
di cui potenza installata di storage		*8*	*7*	-
Impianti in esercizio a fine periodo		**30**	**15**	**12**

A fine 2020, la capacità totale installata e sanzionata è pari a 1GW: la capacità totale installata per la generazione di energia da fonti rinnovabili ammonta a 307 MW (in quota Eni e inclusa la potenza dei sistemi di accumulo), di cui circa 84 MW in Italia e 223 MW all'estero, con 30 impianti in esercizio; la capacità in costruzione/avanzato stato di sviluppo ammonta a circa 0,7 GW e si riferisce principalmente ai progetti eolici offshore Dogger Bank A e B in UK (480 MW in quota Eni) ed alla nuova capacità in Kazakhstan (98 MW, di cui 48 MW eolico onshore e 50 MW solare fotovoltaico).

Commento ai risultati economico-finanziari

Nuova struttura organizzativa Eni e segment reporting

Con efficacia 1° luglio 2020 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020, finalizzata a trasformare il Gruppo in un leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati.
La nuova struttura organizzativa è imperniata sulla costituzione di due Direzioni Generali:

- la Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO_2. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO_2. Inoltre, Eni Rewind la società ambientale di Eni, nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale;
- la Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Questo nuovo assetto organizzativo rappresenta un passo fondamentale per la realizzazione della strategia Eni al 2050 con l'obiettivo di diventare leader nella fornitura di prodotti decarbonizzati, coniugando creazione di valore, sostenibilità e solidità economica e finanziaria.
Nella ridefinizione della "segment information", ai fini della reportistica finanziaria, il management ha valutato che le componenti della Società, i cui risultati operativi sono periodicamente esaminati dal CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) per le decisioni in merito all'allocazione delle risorse e la valutazione dei risultati, continueranno ad essere le singole business unit, comprese nelle due nuove Direzioni Generali, anzichè le due Direzioni Generali stesse. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la nuova segment information di Eni, confermando in buona sostanza l'impostazione preesistente, sarà articolata nei seguenti reportable segment:

- **Exploration & Production:** ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi compresi i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO_2;
- **Global Gas & LNG Portfolio:** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale e acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas;
- **Refining & Marketing e Chimica:** attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini;
- **Eni gas e luce, Power & Renewables:** attività di vendita retail di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO_2 e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei relativi margini;
- **Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business e l'attività di bonifica ambientale e di riqualificazione produttiva svolta dalla controllata Eni Rewind.

In base alle disposizioni dell'IFRS 8, i risultati dei comparative period 2019 e 2018 sono stati riesposti per adeguarli al cambio di segmentazione come segue:

	2019		2018	
(€ milioni)	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.597**	**8.597**	**11.240**	**11.240**
Exploration & Production	*8.640*	*8.640*	*10.850*	*10.850*
Gas & Power	*585*		*543*	
Global Gas & LNG Portfolio		*193*		*278*
Refining & Marketing e Chimica	*21*	*21*	*380*	*360*
EGL, Power & Renewables		*370*		*262*
Corporate e Altre attività	*(624)*	*(602)*	*(606)*	*(583)*
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	*(25)*	*(25)*	*73*	*73*

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	43.987	69.881	75.822	(25.894)	(37,1)
Altri ricavi e proventi	960	1.160	1.116	(200)	(17,2)
Costi operativi	(36.640)	(54.302)	(59.130)	17.662	32,5
Altri proventi e oneri operativi	(766)	287	129	(1.053)	..
Ammortamenti	(7.304)	(8.106)	(6.988)	802	9,9
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(3.183)	(2.188)	(866)	(995)	(45,5)
Radiazioni	(329)	(300)	(100)	(29)	(9,7)
Utile (perdita) operativo	**(3.275)**	**6.432**	**9.983**	**(9.707)**	..
Proventi (oneri) finanziari	(1.045)	(879)	(971)	(166)	(18,9)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(1.658)	193	1.095	(1.851)	..
Utile (perdita) prima delle imposte	**(5.978)**	**5.746**	**10.107**	**(11.724)**	..
Imposte sul reddito	(2.650)	(5.591)	(5.970)	2.941	52,6
Tax rate (%)	..	*97,3*	*59,1*		
Utile (perdita) netto	**(8.628)**	**155**	**4.137**	**(8.783)**	..
di competenza:					
- azionisti Eni	**(8.635)**	**148**	**4.126**	**(8.783)**	..
- interessenze di terzi	7	7	11		

Impatto della pandemia COVID-19

L'ambiente operativo 2020 è stato caratterizzato dalla contrazione storica della domanda petrolifera globale diminuita di circa il 9% rispetto al 2019 a causa delle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ripercussioni di vasta portata sull'attività economica, il commercio e gli spostamenti delle persone, in particolare durante la fase più acuta della crisi tra il primo e il secondo trimestre dell'anno. Lo shock della domanda degli idrocarburi avviene in un quadro di oversupply strutturale del mercato petrolifero, come evidenziato dalle divisioni interne all'OPEC+ sulla politica produttiva da adottare in risposta alla crisi, determinando il collasso dei prezzi e dei margini delle commodity energetiche. Nel punto di minimo del ciclo tra marzo e aprile, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent scende a circa 15 $/barile, valore minimo da oltre vent'anni. L'eccesso di offerta si riflette in una struttura di prezzi a futuri in forte contango, mentre gli stoccaggi sia terrestri sia floating raggiungono i massimi livelli tecnici di riempimento. Dal mese di maggio grazie all'accordo raggiunto in seno all'OPEC+ con tagli produttivi record e alla ripresa dell'economia mondiale e dei consumi petroliferi in virtù dell'allentamento delle misure restrittive, con in particolare il traino dalla Cina, i prezzi del petrolio registrano una buona inversione di tendenza, con il Brent che recupera fino a quasi 45 $/barile nei mesi estivi. Tuttavia, il quadro macroeconomico rimane incerto e fragile a causa della continua crescita dei contagi da virus soprattutto in USA ed Europa che costringono le autorità di Paesi importanti quali il Regno Unito, Germania, Francia e Italia a ripristinare durante i mesi autunnali misure restrittive alla circolazione delle persone, mentre negli USA milioni di persone continuano a vivere in isolamento. Sul fronte dell'offerta, la disciplina produttiva dell'OPEC+ continua a sostenere il prezzo, nonostante il rientro sul mercato dalla fine di settembre delle produzioni libiche. L'accordo interno di pacificazione della Libia mette fine alla forza maggiore che aveva bloccato i terminali di esportazione, consentendo di ripristinare rapidamente il livello di 1,2 milioni di boe/giorno. La recrudescenza della pandemia frena la ripresa dei consumi energetici, determinando continue correzioni nel prezzo del Brent in un quadro di estrema volatilità. Barometro della debolezza dei fondamentali del settore energetico nel terzo e quarto trimestre è l'andamento dei margini di raffinazione scesi ai minimi storici a causa della debole domanda di carburanti per autotrazione e della crisi del settore del trasporto aereo che non consentono di recuperare il costo della carica nei prezzi dei prodotti, mentre i tagli produttivi OPEC+ limitano la disponibilità di greggi medio-pesanti azzerando il vantaggio della conversione. Tuttavia, dalla metà di novembre una serie di sviluppi di mercato e macroeconomici innescano un rally del prezzo del petrolio che recupera nel giro di pochi mesi oltre il 50% di valore rispetto ai valori ancora depressi di ottobre per poi risalire a una media di circa 60 $/barile nel primo trimestre 2021: l'approvazione di vaccini efficaci contro il virus, la decisione dell'OPEC+ di rimodulare il ritmo di ripristino delle produzioni "curtailed", nonché l'annuncio a sorpresa dell'Arabia Saudita a inizio gennaio di tagliare unilateralmente la propria quota produttiva di 1 milione di barili/giorno nei mesi di febbraio e marzo a fronte delle incertezze sulla ripresa della domanda, l'accelerazione della ripresa economica in Asia con Cina e India a trainare i consumi petroliferi e la riduzione degli stoccaggi e infine un'eccezionale ondata di freddo in Estremo Oriente che provoca una mini crisi energetica a causa dell'improvviso spike nella domanda di prodotti a uso

riscaldamento che fa aumentare le quotazioni del GNL spot del JKM a livelli record con punte di 30-40 $/mmbtu (un incremento di oltre il 1000% rispetto ai valori registrati ad aprile 2020 durante il picco della crisi). Il prezzo del Brent chiude l'anno a quota 50 $/barile e la ripresa accelera all'inizio del 2021 con il superamento della soglia psicologica dei 60 $/barile e una media nel primo bimestre di quasi 58 $/barile. Nonostante questi sviluppi positivi, il quadro macro rimane ancora debole a causa del rallentamento economico in atto negli USA e soprattutto in Europa, con possibili rischi di downside legati all'evoluzione della pandemia, anche in relazione alla scoperta di nuove varianti. Pertanto, l'outlook 2021 rimane incerto e volatile.

Nel 2020 a causa della crisi del COVID-19 come descritto, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35% rispetto al 2019 con una media annua di circa 42 $/barile, i prezzi del gas naturale riferiti alla quotazione spot del mercato Italia hanno registrato una flessione media del 35% e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM hanno registrato la performance peggiore con un -60%. In considerazione dei trend di mercato rilevati in corso d'anno, il management ha rivisto la propria view di lungo termine del prezzo degli idrocarburi, assumendo uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent LT a 60 $/barile in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 $/barile) per riflettere i possibili effetti strutturali della pandemia sulla domanda d'idrocarburi e il rischio di accelerazione della transizione energetica in funzione delle politiche fiscali adottate dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili. Questi sviluppi negativi hanno impattato in maniera rilevante i risultati gestionali e il cash flow di Eni.

Nel 2020 il Gruppo ha riportato una perdita netta di €8,6 miliardi dovuta alla riduzione dei ricavi per effetto prezzo con un impatto stimato pari a €6,8 miliardi e per i minori volumi di produzione in relazione al taglio degli investimenti alle quote produttive OPEC+ e agli effetti del COVID-19 sulla domanda, nonché alla rilevazione di oneri straordinari relativi per €3,2 miliardi a svalutazioni di attività Oil & Gas e raffinerie che hanno come principale driver la revisione delle assunzioni dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e dello scenario di raffinazione, €1,3 miliardi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, €1,7 miliardi di oneri straordinari rilevati dalle partecipate e circa €1,3 miliardi per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio. Tali fattori hanno portato il Gruppo a subire una perdita di €3,3 miliardi. L'efficienza dei costi e altre iniziative del management per contrastare gli effetti della pandemia hanno portato a un miglioramento di €1,1 miliardi. Sull'ammontare della perdita ha inciso anche la fiscalità appesantita dalla rilevazione di perdite e oneri non deducibili, quali ad esempio il minor margine di commercializzazione intercompany dei volumi di gas libico non equity, la mancata iscrizione di crediti d'imposta in giurisdizioni con limitate prospettive di redditività e altri fenomeni.

Il cash flow adjusted prima delle variazioni del capitale circolante a costi di rimpiazzo di €6,7 miliardi è diminuito del 43% rispetto al 2019 in funzione dei minori prezzi degli idrocarburi di produzione e altri effetti dello scenario per €6 miliardi, a cui si aggiungono circa €1,3 miliardi di effetti sulle operations a causa del COVID-19 dovuti a perdite di produzione per rimodulazione capex, minore domanda di carburanti e prodotti chimici, prolungamento fermate di impianti per l'emergenza sanitaria, minori ritiri di GNL e minore domanda gas per riduzione attività produttiva e infine maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Questi effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dai cost saving e da altre iniziative di contrasto del management alla pandemia COVID-19 per un importo pari a €2,3 miliardi.

Confrontato con uno shortfall di così ampie proporzioni, il management ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo, come segue:

- Rimodulazione degli investimenti tecnici; nel 2020 Eni ha ridotto gli investimenti di circa €2,6 miliardi, pari a circa il 35% del totale previsto nel budget originario a cambi costanti, consuntivando €5 miliardi. Nel prossimo quadriennio gli investimenti saranno dimensionati su livelli più contenuti rispetto al passato con meno di €7 miliardi per anno e una previsione per il 2021 di poco superiore al 2020. I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata.
- Attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di business con risparmi consuntivati nel 2020 di circa €1,9 miliardi, di cui circa il 30% di ordine strutturale; una manovra di ampiezza paragonabile è prevista nel 2021.
- Ricorso al mercato obbligazionario con un'emissione di €2 miliardi nel mese di maggio, cui ha fatto seguito l'emissione di due bond ibridi nel mese di ottobre dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.
- Ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020.
- Rivista la politica di distribuzione del dividendo con l'introduzione di una componente variabile in coerenza con la volatilità dello scenario. La nuova policy prevede un dividendo base fissato a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 43 $/barile (rivisto rispetto al threshold originario di 45 $/barile fissato a luglio), ed una componente variabile commisurata a una percentuale crescente del free cash flow al crescere del prezzo Brent da 43 $/barile fino a 65 $/barile. Il valore base del dividendo sarà oggetto di rivalutazione nel tempo in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo. Per il 2020, la proposta dividendo è pari al dividendo base.

Grazie a queste azioni, l'Azienda ha superato senza tensioni la fase più acuta della crisi, riuscendo a contenere l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 a €11,6 miliardi (invariato rispetto a fine 2019) e a mantenere il leverage all'interno della comfort zone del management a 0,31. Alla data di bilancio, l'azienda dispone di una riserva di liquidità di €20,4 miliardi così composta:

- disponibilità liquide ed equivalenti di €9,4 miliardi;
- linee di credito committed non utilizzate per €5,3 miliardi;
- attivi prontamente liquidabili (prevalentemente titoli di Stato e corporate bond investment grade) di €5,5 miliardi e crediti finanziari a breve di €0,2 miliardi.

Tale riserva è considerata adeguata per coprire le principali obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi dodici mesi relative a:

- debiti finanziari a breve temine di €2,9 miliardi;
- obbligazioni in scadenza di €1,1 miliardi e quota in scadenza di altri debiti finanziari a lungo termine per €1,1 miliardi;
- investimenti committed di €4,3 miliardi;
- rate di contratti di leasing in scadenza di €1,1 miliardi;
- il pagamento del dividendo base pari a circa €1,5 miliardi che comprende il saldo del dividendo 2020 e l'acconto del dividend floor del 2021 da pagarsi nel settembre 2021.

L'evoluzione della situazione finanziaria di Gruppo nel 2021 dipenderà oltre che dalle azioni del management, dall'andamento del prezzo del petrolio strettamente correlato all'evoluzione della crisi pandemica. Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima una variazione del flusso di cassa di circa €150 milioni per 1 $/barile di variazione del prezzo del petrolio Brent e di proporzionali variazioni dei prezzi del gas, applicabile per scostamenti di 5-10 $/barile rispetto allo scenario considerato per il 2021 di 50 $/barile, prima di ulteriori azioni correttive da parte del management ed esclude gli effetti sul flusso di dividendi da partecipazioni.

La ripresa a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe prolungare l'attuale crisi economica con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ dovesse allentare la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti negativi significativi sui risultati futuri, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business di Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

Oltre alle riserve di liquidità esistenti alla data corrente, la Compagnia può far leva su un modello di business solido e sulle azioni finalizzate o avviate in questi anni che ne hanno aumentato la resilienza allo scenario. Punto saliente di tali azioni è stata la progressiva riduzione del break even medio dei progetti in esecuzione a 23 $/barile grazie all'esplorazione di successo a costi competitivi, la riduzione del time-to-market delle riserve, lo sviluppo dei progetti per fasi e nell'ottica design-to-cost che privilegia sviluppi in contesti semplici e convenzionali con costi più contenuti e, infine, il continuo controllo delle spese operative.

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile (perdita) operativo per settore di attività e i principali indicatori di scenario dell'esercizio:

(€ milioni)	**2020**	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	(610)	7.417	10.214	(8.027)
Global Gas & LNG Portfolio	(332)	431	387	(763)
Refining & Marketing e Chimica	(2.463)	(682)	(501)	(1.781)
EGL, Power & Renewables	660	74	340	586
Corporate e altre attività	(563)	(688)	(668)	125
Effetto eliminazione utili interni	33	(120)	211	153
Utile (perdita) operativo	**(3.275)**	**6.432**	**9.983**	**(9.707)**

	2020	2019	2018	Var. %.
Prezzo medio del greggio Brent dated[a]	41,67	64,30	71,04	(35,2)
Cambio medio EUR/USD[b]	1,142	1,119	1,181	2,0
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	36,49	57,44	60,15	(36,5)
Standard Eni Refining Margin (SERM)[c]	1,7	4,3	3,7	(60,5)
PSV[d]	112	171	260	(34,5)
TTF[d]	100	142	243	(29,6)

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.
(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(3.275)**	**6.432**	**9.983**	**(9.707)**	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.318	(223)	96		
Esclusione special item	3.855	2.388	1.161		
Utile (perdita) operativo adjusted	**1.898**	**8.597**	**11.240**	**(6.699)**	**(77,9)**
Dettaglio per settore di attività					
Exploration & Production	*1.547*	*8.640*	*10.850*	*(7.093)*	*(82,1)*
Global Gas & LNG Portfolio	*326*	*193*	*278*	*133*	*68,9*
Refining & Marketing e Chimica	*6*	*21*	*360*	*(15)*	*(71,4)*
EGL, Power & Renewables	*465*	*370*	*262*	*95*	*25,7*
Corporate e altre attività	*(507)*	*(602)*	*(583)*	*95*	*15,8*
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	*61*	*(25)*	*73*	*86*	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	**(8.635)**	**148**	**4.126**	**(8.783)**	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	937	(157)	69		
Esclusione special item	6.940	2.885	388		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	**(758)**	**2.876**	**4.583**	**(3.634)**	..

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escludono gli oneri straordinari, commentati in precedenza, relativi principalmente a svalutazioni di attività non correnti, crediti d'imposta e perdita di magazzino.

Nel 2020 l'**utile operativo adjusted** di €1.898 milioni è diminuito del 78% pari a circa €6,7 miliardi dovuti all'effetto scenario per -€6,8 miliardi e agli impatti del COVID-19 di -€1 miliardo, attenuati da una migliore performance per +€1,1 miliardi sostenuta principalmente dal contributo positivo del settore GGP grazie alle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e GNL che hanno consentito di estrarre valore dallo scenario volatile, dal contributo delle bioraffinerie e del marketing dei carburanti e dai risultati solidi e in crescita del business retail gas e power, nonostante gli impatti del COVID-19 sulla domanda e sul rischio controparte.

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2020 la **perdita netta adjusted** di €758 milioni per effetto della flessione della performance operativa, dei minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico e dell'andamento del tax rate.

Dettaglio degli special item

La perdita netta adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €6.940 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

(i) le svalutazioni nette di proprietà Oil & Gas in produzione/sviluppo (€1.888 milioni, rilevati in gran parte nel primo semestre 2020), i cui driver sono stati la revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi a 60 $/barile e l'indotta rimodulazione degli investimenti per privilegiare la generazione di cassa degli anni 2020-2021 nonché revisioni negative delle riserve. Le svalutazioni hanno riguardato principalmente asset in Italia, Algeria, Congo, USA e Turkmenistan;

(ii) le svalutazioni di impianti di raffinazione in funzione della revisione dello scenario margini dovuta alle aspettative di minori spread dei prodotti e di apprezzamento dei greggi medium-sour verso il riferimento light-sweet Brent nonché di investimenti di periodo relativi a CGU della R&M, interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (nel complesso €1.225 milioni, riferiti essenzialmente al primo semestre);

(iii) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€46 milioni);

(iv) l'effetto contabile della componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (oneri di €440 milioni);

(v) l'accantonamento a fondi rischi (€137 milioni) rilevati in particolare nel settore E&P;

(vi) gli oneri per l'incentivazione all'esodo (€123 milioni);

(vii) la riclassifica del saldo relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione (negativo per €160 milioni);

(viii) le svalutazioni di crediti di €77 milioni nel settore E&P;

(ix) le svalutazioni di proprietà Oil & Gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero e dei profili di produzione della valutata all'equity Vår Energi, al netto di differenze cambio positive da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge (complessivamente oneri di €1.111 milioni);

(x) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining (un onere di €124 milioni);

(xi) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (oneri di €271 milioni);

(xii) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di crediti fiscali dovuta alla proiezione di minori redditi imponibili futuri (complessivamente €1.278 milioni).

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

(€ milioni)	2020	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo	**3.855**	**2.388**	**1.161**
- oneri ambientali	*(25)*	*338*	*325*
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*3.183*	*2.188*	*866*
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(9)*	*(151)*	*(452)*
- accantonamenti a fondo rischi	*149*	*3*	*380*
- oneri per incentivazione all'esodo	*123*	*45*	*155*
- derivati su commodity	*440*	*(439)*	*(133)*
- differenze e derivati su cambi	*(160)*	*108*	*107*
- ripristino ammortamenti Eni Norge			*(375)*
- altro	*154*	*296*	*288*
Oneri (proventi) finanziari	**152**	**(42)**	**(85)**
di cui:			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	*160*	*(108)*	*(107)*
Oneri (proventi) su partecipazioni	**1.655**	**188**	**(798)**
di cui:			
- plusvalenze da cessione		*(46)*	*(909)*
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	*1.207*	*148*	*67*
Imposte sul reddito	**1.278**	**351**	**110**
Totale special item dell'utile (perdita) netto	**6.940**	**2.885**	**388**

L'analisi dell'utile (perdita) netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	124	3.436	4.955	(3.312)	(96,4)
Global Gas & LNG Portfolio	211	100	118	111	..
Refining & Marketing e Chimica	(246)	(42)	224	(204)	..
Eni gas e luce, Power & Renewables	329	275	189	54	19,6
Corporate e altre attività	(1.205)	(866)	(948)	(339)	(39,1)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato[a]	36	(20)	56	56	
Utile (perdita) netto adjusted	**(751)**	**2.883**	**4.594**	**(3.634)**	**..**
di competenza:					
- azionisti Eni	**(758)**	**2.876**	**4.583**	**(3.634)**	**..**
- interessenze di terzi	7	7	11		

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	13.590	23.572	25.744	(9.982)	(42,3)
Global Gas & LNG Portfolio	7.051	11.779	14.807	(4.728)	(40,1)
Refining & Marketing e Chimica	25.340	42.360	46.483	(17.020)	(40,2)
- Refining & Marketing	*22.965*	*39.836*	*43.476*	*(16.871)*	*(42,4)*
- Chimica	*3.387*	*4.123*	*5.123*	*(736)*	*(17,9)*
- Elisioni	*(1.012)*	*(1.599)*	*(2.116)*		
EGL, Power & Renewables	7.536	8.448	8.218	(912)	(10,8)
- EGL	*6.006*	*6.420*	*5.910*	*(414)*	*(6,4)*
- Power	*1.894*	*2.476*	*2.648*	*(582)*	*(23,5)*
- Renewables	*14*	*4*	*1*	*10*	..
- Elisioni	*(378)*	*(452)*	*(341)*		
Corporate e altre attività	1.559	1.676	1.588	(117)	(7,0)
Elisioni di consolidamento	(11.089)	(17.954)	(21.018)	6.865	
Ricavi della gestione caratteristica	**43.987**	**69.881**	**75.822**	**(25.894)**	**(37,1)**
Altri ricavi e proventi	**960**	**1.160**	**1.116**	**(200)**	**(17,2)**
Totale ricavi	**44.947**	**71.041**	**76.938**	**(26.094)**	**(36,7)**

I ricavi complessivi ammontano a €44.947 milioni, evidenziando una riduzione del 36,7% rispetto al 2019, e riflettono gli effetti indotti della pandemia COVID-19, in particolare: il crollo delle quotazioni del petrolio (-35% per il riferimento Brent) del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -35% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano - PSV) e delle quotazioni dei carburanti, le minori vendite di energia, carburanti e prodotti chimici, nonché le minori disponibilità da produzione per effetto del prolungamento delle misure di lockdown in risposta all'emergenza sanitaria.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2020 (€43.987 milioni) sono diminuiti di €25.894 milioni rispetto al 2019 (-37,1%), con il seguente breakdown:

- i ricavi della Exploration & Production (€13.590 milioni) evidenziano una riduzione del 42,3% per effetto del deterioramento dello scenario petrolifero che si è riflesso sui prezzi di realizzo degli idrocarburi (-34% in media);
- i ricavi del settore Global Gas & LNG Portfolio (€7.051 milioni) in riduzione di €4.728 milioni (-40,1%) per effetto della riduzione dei prezzi e dei volumi di vendita anche a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con conseguenti effetti sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi;
- i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€25.340 milioni) si riducono di €17.020 milioni (-40,2%) e scontano uno scenario fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti che ha comportato il crollo delle quotazioni e minori volumi;
- i ricavi del settore EGL, Power & Renewables (€7.536 milioni) si riducono di €912 milioni (-10,8%) a seguito delle flessioni dei prezzi delle commodity e dei minori consumi causati dalla recessione economica.

COSTI OPERATIVI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.551	50.874	55.622	(17.323)	(34,1)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	226	432	415	(206)	(47,7)
Costo lavoro	2.863	2.996	3.093	(133)	(4,4)
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	*123*	*45*	*155*		
	36.640	**54.302**	**59.130**	**(17.662)**	**(32,5)**

I costi operativi sostenuti nel 2020 (€36.640 milioni) sono diminuiti di €17.662 milioni rispetto al 2019, pari al 32,5%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€33.551 milioni) sono diminuiti del 34,1% per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). La variazione è conseguenza anche delle misure decisive attuate dal management per difendere la redditività e aumentare la resilienza allo scenario pandemico con programma di riduzione dei costi operativi di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID-19 di cui circa il 30% di ordine strutturale.
Il costo lavoro (€2.863 milioni) è diminuito di €133 milioni rispetto al 2019 (-4,4%) principalmente a seguito del decremento dell'occupazione media all'estero e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA, in parte compensati da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	6.273	7.060	6.152	(787)
Global Gas & LNG Portfolio	125	124	226	1
Refining & Marketing e Chimica	575	620	399	(45)
- Refining & Marketing	*488*	*530*	*311*	*(42)*
- Chimica	*87*	*90*	*88*	*(3)*
EGL, Power & Renewables	217	190	182	27
- EGL	*166*	*133*	*126*	*33*
- Power	*45*	*55*	*56*	*(10)*
- Renewables	*6*	*2*		*4*
Corporate e altre attività	146	144	59	2
Effetto eliminazione utili interni	(32)	(32)	(30)	
Totale ammortamenti	**7.304**	**8.106**	**6.988**	**(802)**
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	3.183	2.188	866	995
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	**10.487**	**10.294**	**7.854**	**193**
Radiazioni	329	300	100	29
	10.816	**10.594**	**7.954**	**222**

Gli **ammortamenti** (€7.304 milioni) sono diminuiti del 9,9% rispetto al 2019, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto essenzialmente della riduzione degli investimenti e delle produzioni nonchè dei minori valori di libro delle proprietà Oil & Gas conseguenti alle svalutazioni registrate nel bilancio 2020 (€1.888 milioni).

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€3.183 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	1.888	1.217	726	671
Global Gas & LNG Portfolio	2	(5)	(73)	7
Refining & Marketing e Chimica	1.271	922	193	349
EGL, Power & Renewables	1	42	2	(41)
Corporate e altre attività	21	12	18	9
Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	**3.183**	**2.188**	**866**	**995**

Le **radiazioni** (€329 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse per giustificarne lo sviluppo in particolare in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	**(913)**	**(962)**	**(627)**	**49**
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(517)	(618)	(565)	101
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32	(96)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(102)	(122)	(120)	20
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)		31
- Interessi attivi verso banche	10	21	18	(11)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	12	8	8	4
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	**351**	**(14)**	**(307)**	**365**
- Strumenti finanziari derivati su valute	391	9	(329)	382
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(40)	(23)	22	(17)
Differenze di cambio	**(460)**	**250**	**341**	**(710)**
Altri proventi (oneri) finanziari	**(96)**	**(246)**	**(430)**	**150**
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	97	112	132	(15)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(190)	(255)	(249)	65
- Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(103)	(313)	100
	(1.118)	**(972)**	**(1.023)**	**(146)**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	**73**	**93**	**52**	**(20)**
	(1.045)	**(879)**	**(971)**	**(166)**

Gli **oneri finanziari netti** di €1.045 milioni registrano un peggioramento di €166 milioni rispetto al 2019. I principali driver sono stati: (i) le differenze cambio negative per €460 milioni compensate dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€382 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9; (ii) la riduzione degli altri oneri finanziari che riflette il minor costo del debito, nonché la circostanza che il 2019 recepiva gli interessi passivi maturati su accantonamenti a fondo rischi in particolare nel settore E&P; e (iii) il miglioramento (+€65 milioni) degli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale a seguito della riduzione dei tassi di attualizzazione.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

2020 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(980)	(15)	(363)	6	(381)	**(1.733)**
Dividendi	118		32			**150**
Altri proventi (oneri) netti		(48)	(18)	(9)		**(75)**
	(862)	**(63)**	**(349)**	**(3)**	**(381)**	**(1.658)**

Gli **oneri netti su partecipazioni** ammontano a €1.658 milioni e riguardano:

- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi -€1.733 milioni attribuibili essenzialmente alla joint venture upstream Vår Energi nonché ad ADNOC Refining e Saipem. Le perdite nette sono riferite essenzialmente oltre che al deterioramento dello scenario, alla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset e scorte al netto di differenze cambio positive da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di "copertura naturale" (natural hedge);
- i dividendi di €150 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€113 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co (€28 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.733)	(88)	(68)	(1.645)
Dividendi	150	247	231	(97)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		19	22	(19)
Altri proventi (oneri) netti	(75)	15	910	(90)
Proventi (oneri) su partecipazioni	**(1.658)**	**193**	**1.095**	**(1.851)**

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si attestano a €2.650 milioni (€5.591 milioni nel 2019) con una perdita ante imposte di €5.978 milioni nel 2020.

Nell'esercizio 2020 il tax rate nominale di Gruppo esclusi gli special item ha registrato valori poco significativi, con un'incidenza delle imposte superiore al 100% dell'utile ante imposte a causa dello scenario depresso, che da un lato comporta un maggior peso relativo e quindi un effetto distorsivo di certi fenomeni rispetto a quanto registrato in passato, dall'altro limita la capacità d'iscrizione dei crediti d'imposta sulle perdite di periodo.

In particolare, i principali trend che hanno influenzato il tax rate sono stati:

- maggiore incidenza sull'utile ante imposte, ridotto dallo scenario, di costi e perdite non fiscalizzabili, quali i costi della fase esplorativa, il cui riconoscimento dipende dal raggiungimento di certe milestone (ad esempio la FID di progetto) e i minori margini nella vendita inter-segment ai fini della commercializzazione sui mercati finali, del gas libico non equity; tale incidenza in scenari normali è fortemente attenuata;
- mancata/ridotta iscrivibilità di attività per imposte anticipate relative alle perdite di periodo in alcune giurisdizioni upstream in base alle modalità di recognition previste dagli IFRS (IAS 12);
- imposte stanziate sui dividendi intercompany che non generano utile ante imposte consolidato.

Al netto di tali effetti, il tax rate di Gruppo normalizzato si ridetermina in 70%, che riflette l'elevata incidenza nel portafoglio upstream Eni dei contratti petroliferi PSA che hanno aliquote poco sensibili al livello dei prezzi.

(€ milioni)	reported (ex-special items)	costi, perdite e item esplorativi non deducibili	crediti d'imposta non iscritti su perdite di periodo	imposte associate al dividendo intercompany	tax rate normalizzato
Utile ante imposte	**1.002**	741			**1.743**
Imposte sul reddito	**1.753**		(330)	(195)	**1.228**
Tax rate	**n.s.**				**70%**

Risultati per settore di attività[1]

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)		2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		**(610)**	**7.417**	**10.214**	**(8.027)**	**..**
Esclusione special item:		2.157	1.223	636		
- oneri ambientali		*19*	*32*	*110*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		*1.888*	*1.217*	*726*		
- plusvalenze nette su cessione di asset		*1*	*(145)*	*(442)*		
- oneri per incentivazione all'esodo		*34*	*23*	*26*		
- accantonamenti a fondo rischi		*114*	*(18)*	*360*		
- differenze e derivati su cambi		*13*	*14*	*(6)*		
- altro		*88*	*100*	*(138)*		
Utile (perdita) operativo adjusted		**1.547**	**8.640**	**10.850**	**(7.093)**	**(82,1)**
Proventi (oneri) finanziari netti[(a)]		(316)	(362)	(366)	46	
Proventi (oneri) su partecipazioni[(a)]		262	312	285	(50)	
di cui: Vår Energi		*193*	*122*			
Imposte sul reddito[(a)]		(1.369)	(5.154)	(5.814)	3.785	
Utile (perdita) netto adjusted		**124**	**3.436**	**4.955**	**(3.312)**	**(96,4)**
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		510	489	380	21	4,3
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		*196*	*275*	*287*	*(79)*	*(28,7)*
- radiazione di pozzi di insuccesso[(b)]		*314*	*214*	*93*	*100*	*46,7*
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio[(c)]	($/barile)	37,06	59,26	65,47	(22,20)	(37,5)
Gas naturale	($/migliaia di metri cubi)	132,95	174,59	183,74	(41,64)	(23,9)
Idrocarburi	($/boe)	28,92	43,54	47,48	(14,62)	(33,6)

(a) Escludono gli special item.
(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.
(c) Include condensati.

Nel 2020 il settore **Exploration & Production** ha registrato un **utile operativo adjusted** di €1.547 milioni, con una contrazione dell'82% rispetto al 2019, pari a -€7,1 miliardi dovuti allo scenario a causa del crollo delle quotazioni del petrolio e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche, in particolare nel secondo trimestre 2020 che ha rappresentato il punto di minimo della crisi nonché agli effetti del COVID-19 (minori produzioni per riduzioni capex e impatti operativi), dei tagli OPEC+ e della riduzione della domanda gas. Inoltre, il risultato di periodo sconta la perdita connessa alla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati nel mercato europeo. Quest'ultimo effetto non è considerato nei prezzi di realizzo del gas che sono relativi al solo gas equity. Infine, la riduzione del risultato è dovuta ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione della base costi.
L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €2.157 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €124 milioni nell'esercizio, con una contrazione del 96,4% rispetto all'esercizio precedente a causa della riduzione dell'utile operativo e del peggioramento del risultato della maggior parte delle società valutate ad equity, in relazione al sensibile peggioramento dello scenario, con l'eccezione di Vår Energi in ripresa nella parte finale dell'anno.

(1) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(332)**	**431**	**387**	**(763)**	..
Esclusione special item:	658	(238)	(109)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*2*	*(5)*	*(73)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*2*	*1*	*4*		
- derivati su commodity	*858*	*(576)*	*(63)*		
- differenze e derivati su cambi	*(183)*	*109*	*111*		
- altro	*(21)*	*233*	*(88)*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**326**	**193**	**278**	**133**	**68,9**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]		3	(3)	(3)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(15)	(21)	(1)	6	
Imposte sul reddito[a]	(100)	(75)	(156)	(25)	
Utile (perdita) netto adjusted	**211**	**100**	**118**	**111**	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2020 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €326 milioni, +68,9% rispetto al 2019. Tale miglioramento è dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e GNL, che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e sulla flessibilità dei contratti, e ai benefici derivanti da una rinegoziazione contrattuale in ambito GNL conclusa nel terzo trimestre. Tali benefici hanno più che compensato la flessione dei risultati del business gas dovuta all'impatto che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €658 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €211 milioni, più che raddoppiato rispetto al 2019 a seguito essenzialmente dell'incremento della performance operativa.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(2.463)**	**(682)**	**(501)**	**(1.781)**	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.290	(318)	234		
Esclusione special item:	1.179	1.021	627		
- oneri ambientali	*85*	*244*	*193*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*1.271*	*922*	*193*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(8)*	*(5)*	*(9)*		
- accantonamenti a fondo rischi	*5*	*(2)*	*21*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*27*	*8*	*8*		
- derivati su commodity	*(185)*	*(118)*	*120*		
- differenze e derivati su cambi	*10*	*(5)*	*5*		
- altro	*(26)*	*(23)*	*96*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**6**	**21**	**360**	**(15)**	**(71,4)**
- Refining & Marketing	*235*	*289*	*370*	*(54)*	*(18,7)*
- Chimica	*(229)*	*(268)*	*(10)*	*39*	*14,6*
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(7)	(36)	11	29	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(161)	37	(2)	(198)	
di cui: ADNOC Refining	*(167)*	*23*			
Imposte sul reddito[a]	(84)	(64)	(145)	(20)	
Utile (perdita) netto adjusted	**(246)**	**(42)**	**224**	**(204)**	..

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €235 milioni con una riduzione del 18,7% rispetto al 2019. Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi allo scenario fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia e del peggioramento del premio di conversione con il conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovracapacità, pressione competitiva ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dalla positiva performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi lavorati e margini. Il marketing ha registrato un risultato sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante un importante calo dei volumi di vendita per effetto della pandemia grazie anche ad azioni di ottimizzazione ed efficienza.

Il settore della Chimica, nonostante l'impatto della recessione causata dal COVID-19 su settori trainanti quali l'auto, ha conseguito risultati migliori del 2019 grazie alla ripresa, in particolare nella fase finale dell'anno, sostenuta dall'accelerazione dell'attività in Asia, da una minore pressione competitiva, migliori margini dei prodotti quali il polietilene e maggiore disponibilità di prodotto. Nel 2020 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €229 milioni con un recupero di €39 milioni rispetto alla perdita di €268 milioni registrata nel periodo di confronto nonostante la fase di forte contrazione dei volumi venduti nel secondo/terzo trimestre a causa della recessione delle economie europee sulla scia delle misure restrittive adottate durante il picco pandemico e delle incertezze sui tempi di ripresa che hanno indotto gli operatori a posticipare gli acquisti. A questi trend si sono aggiunte le minori disponibilità di prodotto causate dal prolungamento delle fermate manutentive di impianti in relazione all'emergenza sanitaria (in particolare steam cracking di Priolo e Brindisi). Tali sviluppi sono stati infine più che compensati nel quarto trimestre dalla ripresa dei margini in particolare del polietilene nell'ultima parte dell'anno.
L'**utile operativo adjusted** del settore **R&M e Chimica** pari a €6 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.179 milioni e per la valutazione delle scorte di €1.290 milioni.

La **perdita netta adjusted** si attesta a €246 milioni riflettendo principalmente la perdita netta della partecipazione in ADNOC Refining (-€167 milioni nel 2020).

EGL, POWER & RENEWABLES

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**660**	**74**	**340**	**586**	**..**
Esclusione special item:	(195)	296	(78)		
- oneri ambientali	*1*		*(1)*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*1*	*42*	*2*		
- accantonamenti a fondo rischi	*10*				
- oneri per incentivazione all'esodo	*20*	*3*	*118*		
- derivati su commodity	*(233)*	*255*	*(190)*		
- differenze e derivati su cambi		*(10)*	*(3)*		
- altro	*6*	*6*	*(4)*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**465**	**370**	**262**	**95**	**25,7**
- Eni gas e luce	*325*	*278*	*201*	*47*	*16,9*
- Power & Renewables	*140*	*92*	*61*	*48*	*52,2*
Proventi (oneri) finanziari netti[(a)]	(1)	(1)	(1)		
Proventi (oneri) su partecipazioni[(a)]	6	10	10	(4)	
Imposte sul reddito[(a)]	(141)	(104)	(82)	(37)	
Utile (perdita) netto adjusted	**329**	**275**	**189**	**54**	**19,6**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2020 il business retail gas e power gestito da **Eni gas e luce** ha registrato performance solide ed in crescita con un **utile operativo adjusted** pari a €325 milioni, in aumento di €47 milioni (+16,9% rispetto al 2019) nonostante il calo delle vendite gas dovuto ai minori consumi causati dalla recessione economica e i maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti in funzione dell'atteso deterioramento del rischio controparte. La performance è stata sostenuta dalle azioni commerciali/efficienza, dal contributo del business extra-commodity in Italia e dallo sviluppo del business in Francia e Grecia. Il business **Power & Renewables** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €140 milioni (+€48 milioni) beneficiando dei maggiori margini.
L'**utile operativo adjusted** di settore pari a €465 milioni è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €195 milioni.
L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €329 milioni, in miglioramento del 19,6% a seguito dell'incremento della performance operativa.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(563)**	**(688)**	**(668)**	**125**	**18,2**
Esclusione special item:	56	86	85		
- oneri ambientali	*(130)*	*62*	*23*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*21*	*12*	*18*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(2)*	*(1)*	*(1)*		
- accantonamenti a fondo rischi	*20*	*23*	*(1)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*40*	*10*	*(1)*		
- altro	*107*	*(20)*	*47*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(507)**	**(602)**	**(583)**	**95**	**15,8**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(569)	(525)	(697)	(44)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(95)	43	5	(138)	
Imposte sul reddito[a]	(34)	218	327	(252)	
Utile (perdita) netto adjusted	**(1.205)**	**(866)**	**(948)**	**(339)**	**(39,1)**

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e Altre Attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato e utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[(a)]

(€ milioni)	31 dicembre 2020	31 dicembre 2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	53.943	62.192	(8.249)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.643	5.349	(706)
Attività immateriali	2.936	3.059	(123)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	995	1.371	(376)
Partecipazioni	7.706	9.964	(2.258)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.037	1.234	(197)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.361)	(2.235)	874
	69.899	**80.934**	**(11.035)**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	3.893	4.734	(841)
Crediti commerciali	7.087	8.519	(1.432)
Debiti commerciali	(8.679)	(10.480)	1.801
Attività (passività) tributarie nette	(2.198)	(1.594)	(604)
Fondi per rischi e oneri	(13.438)	(14.106)	668
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.328)	(1.864)	536
	(14.663)	**(14.791)**	**128**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(1.201)**	**(1.136)**	**(65)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**44**	**18**	**26**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**54.079**	**65.025**	**(10.946)**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	37.415	47.839	(10.424)
Interessenze di terzi	78	61	17
Patrimonio netto	**37.493**	**47.900**	**(10.407)**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**11.568**	**11.477**	**91**
Passività per leasing	5.018	5.648	(630)
- di cui working interest Eni	*3.366*	*3.672*	*(306)*
- di cui working interest follower	*1.652*	*1.976*	*(324)*
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**16.586**	**17.125**	**(539)**
COPERTURE	**54.079**	**65.025**	**(10.946)**
Leverage	**0,44**	**0,36**	
Gearing	**0,31**	**0,26**	

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Al 31 dicembre 2020, il capitale immobilizzato si riduce di €11.035 milioni per effetto essenzialmente delle svalutazioni di impianti e degli ammortamenti/radiazioni (€10.816 milioni), non compensati dagli investimenti di periodo (€4.644 milioni), delle differenze negative di cambio in funzione del deprezzamento del dollaro USA, della riduzione della voce "Partecipazioni" (-€2.258 milioni) dovuta alle minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in Vår Energi e ADNOC Refining, nonché della svalutazione delle scorte d'obbligo di olio e prodotti a seguito della flessione delle quotazioni.

Il capitale di esercizio netto (-€14.663 milioni) è sostanzialmente stabile per effetto della compensazione tra la riduzione del saldo netto dei movimenti nei debiti/crediti commerciali (+€369 milioni) e la riduzione dei fondi per il pagamento di oneri operativi (+€668 milioni) con effetti incrementativi mentre a decremento, la riduzione del valore di libro delle scorte (-€841 milioni) per effetto scenario e le svalutazioni di imposte differite attive in funzione della riduzione delle proiezioni di redditi imponibili futuri.

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2020	2019
Utile (perdita) netto dell'esercizio	**(8.628)**	**155**
Componenti non riclassificabili a conto economico	**33**	**(47)**
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	*(16)*	*(42)*
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	*24*	*(3)*
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		*(7)*
Effetto fiscale	*25*	*5*
Componente riclassificabili a conto economico	**(2.813)**	**116**
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*(3.314)*	*604*
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*661*	*(679)*
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*32*	*(6)*
Effetto fiscale	*(192)*	*197*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	**(2.780)**	**69**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	**(11.408)**	**224**
di competenza:		
- azionisti Eni	**(11.415)**	**217**
- interessenze di terzi	7	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019		**51.069**
Totale utile (perdita) complessivo	224	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Rimborso terzi azionisti	(1)	
Altre variazioni	30	
Totale variazioni		**(3.169)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019		**47.900**
di competenza:		
- azionisti Eni		**47.839**
- interessenze di terzi		61
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020		**47.900**
Totale utile (perdita) complessivo	(11.408)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975	
Altre variazioni	(6)	
Totale variazioni		**(10.407)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020		**37.493**
di competenza:		
- azionisti Eni		**37.415**
- interessenze di terzi		78

Il **patrimonio netto** (€37.493 milioni) è diminuito di €10.407 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto della perdita netta del periodo (-€8.628 milioni), della distribuzione del dividendo agli azionisti Eni (€1.965 milioni che comprende la distribuzione del saldo dividendo 2019 pari a €0,43 per azione e dell'acconto sull'esercizio 2020 pari a un terzo del dividendo base di €0,36 per azione), nonché della variazione negativa della riserva per differenze cambio (-€3.314 milioni) in funzione del deprezzamento del dollaro sull'euro ai cambi di chiusura, parzialmente compensati dalle due emissioni ibride di circa €3 miliardi effettuate ad ottobre e dalla variazione positiva (+€661 milioni) della riserva cash flow hedge.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il "gearing" misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto. Il management Eni utilizza tali indicatori per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2020	31 dicembre 2019	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	26.686	24.518	2.168
- Debiti finanziari a breve termine	*4.791*	*5.608*	*(817)*
- Debiti finanziari a lungo termine	*21.895*	*18.910*	*2.985*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9.413)	(5.994)	(3.419)
Titoli held for trading	(5.502)	(6.760)	1.258
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(203)	(287)	84
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**11.568**	**11.477**	**91**
Passività per beni in leasing	5.018	5.648	(630)
- di cui working interest Eni	*3.366*	*3.672*	*(306)*
- di cui working interest follower	*1.652*	*1.976*	*(324)*
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**16.586**	**17.125**	**(539)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**37.493**	**47.900**	**(10.407)**
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	**0,31**	**0,24**	**(0,07)**
Leverage post lease liability ex IFRS 16	**0,44**	**0,36**	

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2020 è pari a €16.586 milioni in riduzione di €539 milioni rispetto al 2019. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €26.686 milioni, di cui €4.791 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €1.909 milioni) e €21.895 milioni a lungo termine.
Escludendo l'effetto della lease liability - IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €11.568 milioni in linea con il 2019.
Il **leverage**[2] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,44 al 31 dicembre 2020, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,31.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato e la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento e il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[a]

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Utile (perdita) netto	**(8.628)**	**155**	**4.137**	**(8.783)**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	12.641	10.480	7.657	2.161
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(9)	(170)	(474)	161
- dividendi, interessi e imposte	3.251	6.224	6.168	(2.973)
Variazione del capitale di esercizio	(18)	366	1.632	(384)
Dividendi incassati da partecipate	509	1.346	275	(837)
Imposte pagate	(2.049)	(5.068)	(5.226)	3.019
Interessi (pagati) incassati	(875)	(941)	(522)	66
Flusso di cassa netto da attività operativa	**4.822**	**12.392**	**13.647**	**(7.570)**
Investimenti tecnici	(4.644)	(8.376)	(9.119)	3.732
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(392)	(3.008)	(244)	2.616
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	28	504	1.242	(476)
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento	(735)	(254)	942	(481)
Free cash flow	**(921)**	**1.258**	**6.468**	**(2.179)**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	1.156	(279)	(357)	1.435
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.115	(1.540)	320	4.655
Rimborso di passività per beni in leasing	(869)	(877)		8
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.968)	(3.424)	(2.957)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975			2.975
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	(69)	1	18	(70)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**3.419**	**(4.861)**	**3.492**	**8.280**
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**6.726**	**11.700**	**12.529**	**(4.974)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Free cash flow	**(921)**	**1.258**	**6.468**	**(2.179)**
Rimborso di passività per beni in leasing	(869)	(877)		8
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(67)		(18)	(67)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		13	(499)	(13)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	759	(158)	(367)	917
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.968)	(3.424)	(2.957)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975			2.975
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**(91)**	**(3.188)**	**2.627**	**3.097**
Effetti prima applicazione IFRS 16		(5.759)		5.759
Rimborsi lease liability	869	877		(8)
Accensioni del periodo e altre variazioni	(239)	(766)		527
Variazione passività per beni in leasing	**630**	**(5.648)**		**6.278**
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**539**	**(8.836)**	**2.627**	**9.375**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2020 è stato di €4.822 milioni con una flessione del 61% rispetto al periodo di confronto a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa del 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla joint venture Vår Energi (€1.057 milioni nel 2019 vs. €274 milioni nel periodo attuale). Il flusso di cassa del capitale circolante è stato influenzato dalla riduzione del valore contabile delle scorte per effetto scenario e sconta un minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€1 miliardo) e il settlement di una disputa contrattuale con una First Party nella E&P (circa -€0,4 miliardi).

Il **flusso di cassa adjusted** si ridetermina in €6.726 milioni con una riduzione del 43% rispetto allo stesso periodo 2019. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting e dei contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attivata la own use exemption. La flessione è dovuta per circa -€6,0 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€1,3 miliardi agli impatti COVID-19, mentre la performance è stata positiva per +€2,3 miliardi. Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 32% (31% nel periodo gennaio-dicembre 2019).

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa per i reporting period 2019 e 2020 è riportata di seguito:

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.822	12.392	13.647	(7.570)
Variazione del capitale di esercizio	18	(366)	(1.632)	384
Esclusione derivati su commodity	440	(439)	(133)	879
Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.318	(223)	96	1.541
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	128	336	551	(208)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**6.726**	**11.700**	**12.529**	**(4.974)**

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.472	6.996	7.901	(3.524)	(50,4)
- acquisto di riserve proved e unproved	*57*	*400*	*869*	*(343)*	*(85,8)*
- ricerca esplorativa	*283*	*586*	*463*	*(303)*	*(51,7)*
- sviluppo	*3.077*	*5.931*	*6.506*	*(2.854)*	*(48,1)*
- altro	*55*	*79*	*63*	*(24)*	*(30,4)*
Global Gas & LNG Portfolio	11	15	26	(4)	(26,7)
Refining & Marketing e Chimica	771	933	877	(162)	(17,4)
- Refining & Marketing	*588*	*815*	*726*	*(227)*	*(27,9)*
- Chimica	*183*	*118*	*151*	*65*	*55,1*
EGL, Power & Renewables	293	357	238	(64)	(17,9)
- EGL	*175*	*173*	*143*	*2*	*1,2*
- Power	*52*	*42*	*46*	*10*	*23,8*
- Renewables	*66*	*142*	*49*	*(76)*	*(53,5)*
Corporate e altre attività	107	89	94	18	20,2
Effetto eliminazione utili interni	(10)	(14)	(17)		
Investimenti tecnici	**4.644**	**8.376**	**9.119**	**(3.732)**	**(44,6)**
Investimenti in partecipazioni/business combination	**392**	**3.008**	**244**	**(2.616)**	**(87,0)**
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination	**5.036**	**11.384**	**9.363**	**(6.348)**	**(55,8)**

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €5.036 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione di Evolvere, di Finproject e di una partecipazione in Novis Renewables Holdings, oltre a interventi sul capitale di partecipazioni all'equity impegnate nella realizzazione di progetti d'interesse Eni. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,25 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €4,97 miliardi, in riduzione del 36% vs. lo stesso periodo 2019 grazie ai tagli attivati nella revisione del piano industriale 2020-2021 in risposta alla crisi del COVID-19, interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Gli investimenti tecnici di €4.644 milioni (€8.376 milioni nel 2019) evidenziano una riduzione del 45% rispetto al 2019 e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.077 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Italia, Stati Uniti, Angola, Messico, Iraq e Kazakhstan;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€462 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€126 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail (€175 milioni).

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity.
Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.
Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.
Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.
Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.
Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di

natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Leverage Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

Free cash flow Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

ROACE Adjusted Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Coverage Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Debt/EBITDA Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

Profit per boe Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Opex per boe Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Finding & Development cost per boe Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

RICONCILIAZIONE RISULTATI NON-GAAP VS. RISULTATI GAAP

2020 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**(610)**	**(332)**	**(2.463)**	**660**	**(563)**	**33**	**(3.275)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.290			28	1.318
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	19		85	1	(130)		(25)
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.888	2	1.271	1	21		3.183
- plusvalenze nette su cessione di asset	1		(8)		(2)		(9)
- accantonamenti a fondo rischi	114		5	10	20		149
- oneri per incentivazione all'esodo	34	2	27	20	40		123
- derivati su commodity		858	(185)	(233)			440
- differenze e derivati su cambi	13	(183)	10				(160)
- altro	88	(21)	(26)	6	107		154
Special item dell'utile (perdita) operativo	**2.157**	**658**	**1.179**	**(195)**	**56**		**3.855**
Utile (perdita) operativo adjusted	**1.547**	**326**	**6**	**465**	**(507)**	**61**	**1.898**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	262	(15)	(161)	6	(95)		(3)
Imposte sul reddito[a]	(1.369)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.753)
Tax rate (%)							*175,0*
Utile (perdita) netto adjusted	**124**	**211**	**(246)**	**329**	**(1.205)**	**36**	**(751)**
di competenza:							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							**(758)**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**(8.635)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							937
Esclusione special item							6.940
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**(758)**

(a) Escludono gli special item.

2019 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**7.417**	**431**	**(682)**	**74**	**(688)**	**(120)**	**6.432**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)			95	(223)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	32		244		62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	(5)	922	42	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)		(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)		23		3
- oneri per incentivazione all'esodo	23	1	8	3	10		45
- derivati su commodity		(576)	(118)	255			(439)
- differenze e derivati su cambi	14	109	(5)	(10)			108
- altro	100	233	(23)	6	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo	**1.223**	**(238)**	**1.021**	**296**	**86**		**2.388**
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.640**	**193**	**21**	**370**	**(602)**	**(25)**	**8.597**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(362)	3	(36)	(1)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	312	(21)	37	10	43		381
Imposte sul reddito[a]	(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)
Tax rate (%)							*64,2*
Utile (perdita) netto adjusted	**3.436**	**100**	**(42)**	**275**	**(866)**	**(20)**	**2.883**
di competenza:							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							**2.876**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**148**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(157)
Esclusione special item							2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**2.876**

(a) Escludono gli special item.

2018 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**10.214**	**387**	**(501)**	**340**	**(668)**	**211**	**9.983**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			234			(138)	96
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	110		193	(1)	23		325
- svalutazioni (riprese di valore) nette	726	(73)	193	2	18		866
- plusvalenze nette su cessione di asset	(442)		(9)		(1)		(452)
- accantonamenti a fondo rischi	360		21		(1)		380
- oneri per incentivazione all'esodo	26	4	8	118	(1)		155
- derivati su commodity		(63)	120	(190)			(133)
- differenze e derivati su cambi	(6)	111	5	(3)			107
- altro	(138)	(88)	96	(4)	47		(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo	**636**	**(109)**	**627**	**(78)**	**85**		**1.161**
Utile (perdita) operativo adjusted	**10.850**	**278**	**360**	**262**	**(583)**	**73**	**11.240**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(366)	(3)	11	(1)	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	285	(1)	(2)	10	5		297
Imposte sul reddito[a]	(5.814)	(156)	(145)	(82)	327	(17)	(5.887)
Tax rate (%)							*56,2*
Utile (perdita) netto adjusted	**4.955**	**118**	**224**	**189**	**(948)**	**56**	**4.594**
di competenza:							
- interessenze di terzi							11
- azionisti Eni							**4.583**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**4.126**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							69
Esclusione special item							388
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**4.583**

(a) Escludono gli special item.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2020 Valori da schema legale	31 dicembre 2020 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2019 Valori da schema legale	31 dicembre 2019 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			53.943		62.192
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.643		5.349
Attività immateriali			2.936		3.059
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			995		1.371
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.706		9.964
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		1.037		1.234
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.361)		(2.235)
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 7)	21		30	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 10)	11		11	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 17)	(1.393)		(2.276)	
Totale Capitale immobilizzato			**69.899**		**80.934**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			3.893		4.734
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		7.087		8.519
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(8.679)		(10.480)
Attività (passività) tributarie nette, composte da:			(2.198)		(1.594)
- passività per imposte sul reddito correnti		(243)		(456)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(360)		(454)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	(1.124)		(1.411)	
- passività per imposte differite		(5.524)		(4.920)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	(26)		(63)	
- attività per imposte sul reddito correnti		184		192	
- attività per imposte sul reddito non correnti		153		173	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	450		766	
- attività per imposte anticipate		4.109		4.360	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	181		223	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 7)	3			
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 17)	(1)		(4)	
Fondi per rischi e oneri			(13.438)		(14.106)
Altre attività (passività), composti da:			(1.328)		(1.864)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 16)	22		37	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 7)	3.815		4.324	
- altre attività correnti	(vedi nota 10)	2.236		3.206	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 10)	1.061		637	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 17)	(2.863)		(2.785)	
- altre passività correnti	(vedi nota 10)	(3.748)		(5.735)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 10)	(1.851)		(1.548)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(14.663)**		**(14.791)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(1.201)**		**(1.136)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			**44**		**18**
composte da:					
- attività destinate alla vendita		44		18	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita					
CAPITALE INVESTITO NETTO			**54.079**		**65.025**
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			**37.493**		**47.900**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			26.686		24.518
- passività finanziarie a lungo termine		21.895		18.910	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.909		3.156	
- passività finanziarie a breve termine		2.882		2.452	
A dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(9.413)		(5.994)
Titoli held-for-trading			(5.502)		(6.760)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		(203)		(287)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			**11.568**		**11.477**
Passività per beni in leasing, composti da:			5.018		5.648
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.169		4.759	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		849		889	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16[a]			**16.586**		**17.125**
COPERTURE			**54.079**		**65.025**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 19 al Bilancio consolidato.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2020		2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		**(8.628)**		**155**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		12.641		10.480
- ammortamenti	7.304		8.106	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	3.183		2.188	
- radiazioni	329		300	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.733		88	
- altre variazioni	92		(179)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti			(23)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(9)		(170)
Dividendi, interessi e imposte		3.251		6.224
- dividendi	(150)		(247)	
- interessi attivi	(126)		(147)	
- interessi passivi	877		1.027	
- imposte sul reddito	2.650		5.591	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(18)		366
- rimanenze	1.054		(200)	
- crediti commerciali	1.316		1.023	
- debiti commerciali	(1.614)		(940)	
- fondi per rischi e oneri	(1.056)		272	
- altre attività e passività	282		211	
Dividendi incassati		509		1.346
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.049)		(5.068)
Interessi (pagati) incassati		(875)		(941)
- interessi incassati	53		88	
- interessi pagati	(928)		(1.029)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**4.822**		**12.392**
Investimenti		(4.644)		(8.376)
- attività materiali	(4.407)		(8.049)	
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(16)	
- attività immateriali	(237)		(311)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(392)		(3.008)
- partecipazioni	(283)		(3.003)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(109)		(5)	
Disinvestimenti		28		504
- attività materiali	12		264	
- attività immateriali			17	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			187	
- imposte pagate sulle dismissioni			(3)	
- partecipazioni	16		39	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		(735)		(254)
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(166)		(237)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(757)		(307)	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	136		195	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	52		95	
Free cash flow		**(921)**		**1.258**

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2020		2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**(921)**		**1.258**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		1.156		(279)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.156		(279)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.115		(1.540)
- assunzione di debiti finanziari non correnti	5.278		1.811	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.100)		(3.512)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	937		161	
Rimborso di passività per beni in leasing		(869)		(877)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)		(3.424)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi			(1)	
- acquisto di azioni proprie			(400)	
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate			(1)	
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.965)		(3.018)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(3)		(4)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		2.975		
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(69)		1
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(69)		1	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**3.419**		**(4.861)**

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Come indicato al paragrafo "Nuova struttura organizzativa Eni e segment reporting" della presente Relazione, di seguito sono esposti i Risultati operativi dei comparative period 2019 e 2018:

RISULTATO OPERATIVO

(€ milioni)	2019		2018	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
Exploration & Production	(352)	(352)	681	681
Gas & Power	(722)		(99)	
Refining & Marketing	(426)	(426)	(411)	(411)
Global Gas & LNG Portfolio		(581)		(203)
Power & Renewables		(155)		88
Corporate	(513)	(499)	(444)	(428)
Eliminazione utili interni	(17)	(17)	87	87
Risultato operativo	**(2.030)**	**(2.030)**	**(186)**	**(186)**

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	**2020**	2019	2018	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	18.017	28.496	31.795	(10.479)
Altri ricavi e proventi	405	430	331	(25)
Costi operativi	(19.645)	(28.785)	(31.776)	9.140
Altri proventi (oneri) operativi	(176)	112	113	(288)
Ammortamenti	(1.013)	(1.137)	(635)	124
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.573)	(1.144)	(13)	(429)
Radiazioni		(2)	(1)	2
Risultato operativo	**(3.985)**	**(2.030)**	**(186)**	**(1.955)**
Proventi (oneri) finanziari	(299)	(279)	(327)	(20)
Proventi (oneri) su partecipazioni	6.519	5.677	3.689	842
Utile prima delle imposte	**2.235**	**3.368**	**3.176**	**(1.133)**
Imposte sul reddito	(628)	(390)	(3)	(238)
Utile netto	**1.607**	**2.978**	**3.173**	**(1.371)**

L'**Utile netto** di Eni SpA di €1.607 milioni si riduce di €1.371 milioni rispetto all'esercizio precedente. Il peggioramento del risultato operativo (€1.955 milioni) e i maggiori oneri di imposta (€238 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità, risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€842 milioni) a seguito essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business R&M (€1.712 milioni) per effetto della valutazione delle scorte e delle svalutazioni degli impianti operate principalmente a seguito dell'andamento dello scenario di raffinazione; (ii) alla linea di business E&P (€629 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	**2020**	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	1.509	2.234	2.740	(725)
Global Gas & LNG Portfolio	5.702	9.433	12.030	(3.731)
Refining & Marketing	9.694	15.908	16.809	(6.214)
Power & Renewables	1.938	2.513	2.619	(575)
Corporate	876	921	876	(45)
Elisioni	(1.702)	(2.513)	(3.279)	811
	18.017	**28.496**	**31.795**	**(10.479)**

I **ricavi** Exploration & Production (€1.509 milioni) diminuiscono di €725 milioni, pari al 32,5%, a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita del greggio e del gas (-39% e -38% rispettivamente) e della riduzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 13,6%, equivalente a 5,5 milioni di boe.

I **ricavi** Global Gas & LNG Portfolio (€5.702 milioni) diminuiscono di €3.731 milioni, pari al 39,6%, a seguito principalmente della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 che ha determinato una contrazione dei prezzi gas e prelievi ridotti nei segmenti termoelettrico e industriale.

I **ricavi** Refining & Marketing (€9.694 milioni) diminuiscono di €6.214 milioni, pari al 39,1%, a seguito essenzialmente della riduzione dei volumi commercializzati e dei prezzi dei prodotti petroliferi a causa della pandemia COVID-19.

I **ricavi** Power & Renewables (€1.938 milioni) diminuiscono di €575 milioni, pari al 22,9%, a causa dello scenario prezzi in forte contrazione come conseguenza della contrazione dell'attività economica.

I **ricavi** della Corporate (€876 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2019.

RISULTATO OPERATIVO

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	(981)	(352)	681	(629)
Global Gas & LNG Portfolio	(316)	(581)	(203)	265
Refining & Marketing	(2.138)	(426)	(411)	(1.712)
Power & Renewables	(29)	(155)	88	126
Corporate	(545)	(499)	(428)	(46)
Eliminazione utili interni[a]	24	(17)	87	41
Risultato operativo	**(3.985)**	**(2.030)**	**(186)**	**(1.955)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il **risultato operativo** della Exploration & Production, negativo per €981 milioni, peggiora di €629 milioni a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita del greggio e del gas (-39% e -38% rispettivamente) e della riduzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 13,6%, equivalente a 5,5 milioni di boe (€745 milioni), e delle maggiori svalutazioni operate sugli asset (€94 milioni). Tali effetti sono in parte compensati dai minori ammortamenti e dalla riduzione dei costi a seguito della minore attività svolta.

Il **risultato operativo** della Global Gas & LNG Portfolio, negativo per €316 milioni, migliora di €265 milioni a seguito delle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e GNL, che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e sulla flessibilità dei contratti, e ai benefici derivanti da una rinegoziazione contrattuale in ambito GNL conclusa nel terzo trimestre. Tali benefici hanno più che compensato la flessione dei risultati del business gas dovuta all'impatto che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi.

Il **risultato operativo** della Refining & Marketing, negativo per €2.138 milioni, peggiora di €1.712 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto negativo di €1.416 milioni della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato; (ii) degli impairment degli impianti di raffinazione che hanno interessato in particolare la raffineria di Sannazzaro a seguito della revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione. Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi ad uno scenario di raffinazione fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia e del peggioramento del premio di conversione con il conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovracapacità, pressione competitiva ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dalla positiva performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi lavorati e margini. Il marketing ha registrato un risultato sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante un importante calo dei volumi di vendita per effetto della pandemia grazie anche ad azioni di ottimizzazione ed efficienza.

Il **risultato operativo** della Power & Renewables, negativo per €29 milioni, migliora di €126 milioni beneficiando delle ottimizzazioni del portafoglio di asset e dei maggiori margini.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Dividendi	8.914	6.623	4.851	2.291
Altri proventi	5	420	77	(415)
Totale proventi	**8.919**	**7.043**	**4.928**	**1.876**
Svalutazioni e perdite	(2.400)	(1.366)	(1.239)	(1.034)
	6.519	**5.677**	**3.689**	**842**

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€842 milioni) deriva essenzialmente dalla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
IRES	66	17	33	49
IRAP	(2)			(2)
Imposte correnti	**64**	**17**	**33**	**47**
Imposte differite	(76)	9	4	(85)
Imposte anticipate	(660)	(409)	(38)	(251)
Imposte differite e anticipate	**(736)**	**(400)**	**(34)**	**(336)**
Totale imposte estere	**(13)**	**(8)**	**(5)**	**(5)**
Totale imposte sul reddito Eni SpA	**(685)**	**(391)**	**(6)**	**(294)**
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation	57	1	3	56
	(628)	**(390)**	**(3)**	**(238)**

Le **imposte sul reddito**, di €628 milioni, peggiorano di €238 milioni a seguito essenzialmente della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi.
La differenza del 4,1% tra il tax rate effettivo (28,1%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente: (i) alla svalutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 71,15%); (ii) alle svalutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 25,72%). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 91%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[3]

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.569	7.483	(914)
Diritto di utilizzo beni in leasing	1.888	2.027	(139)
Attività immateriali	101	158	(57)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	994	1.413	(419)
Partecipazioni	46.855	42.535	4.320
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	4.378	4.311	67
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(120)	(201)	81
	60.665	**57.726**	**2.939**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.099	1.664	(565)
Crediti commerciali	3.397	4.432	(1.035)
Debiti commerciali	(3.475)	(4.710)	1.235
Attività (passività) tributarie nette	(241)	582	(823)
Fondi per rischi e oneri	(4.890)	(4.309)	(581)
Altre attività (passività) d'esercizio	(981)	(1.308)	327
	(5.091)	**(3.649)**	**(1.442)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(376)**	**(376)**	
Attività destinate alla vendita	**2**	**2**	
CAPITALE INVESTITO NETTO	**55.200**	**53.703**	**1.497**
Patrimonio netto	**44.707**	**41.636**	**3.071**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**7.913**	**9.410**	**(1.497)**
Passività per leasing	2.580	2.657	(77)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**10.493**	**12.067**	**(1.574)**
COPERTURE	**55.200**	**53.703**	**1.497**

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2020 ammonta a €55.200 milioni con un incremento di €1.497 milioni rispetto al 31 dicembre 2019.

(3) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Il **capitale immobilizzato** (€60.665 milioni) aumenta di €2.939 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 a seguito essenzialmente dell'incremento delle partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di società controllate parzialmente compensato dalle svalutazioni di attività non-correnti, principalmente proprietà Oil & Gas e raffinerie, a causa della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi e dall'effetto determinato dalla rilevante discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al relativo valore netto di realizzo a fine periodo.

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €5.091 milioni, peggiora di €1.442 milioni per effetto essenzialmente: (i) delle attività (passività) tributarie nette (€823 milioni) in particolare per la svalutazione delle imposte anticipate; (ii) dell'effetto negativo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato (€565 milioni); (iii) dell'incremento dei fondi rischi e oneri (€581 milioni), in particolare del fondo abbandono e ripristino siti e social projet relativo principalmente agli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo nell'area della Val d'Agri.

Le **attività destinate alla vendita** di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019		**41.636**
Incremento per:		
Utile netto	1.607	
Emissioni (Rimborsi) nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	494	
Variazione riserva piano incentivazione di lungo termine	7	
Altri incrementi	1	
		5.084
Decremento per:		
Distribuzione saldo dividendo 2019	(1.536)	
Acconto sul dividendo 2020	(429)	
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(31)	
Rivalutazione dei piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(9)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI	(8)	
		(2.013)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020		**44.707**

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.843	24.943	900
Debiti finanziari a breve termine	*5.777*	*7.703*	*(1.926)*
Debiti finanziari a lungo termine	*20.066*	*17.240*	*2.826*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.111)	(4.752)	(3.359)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.799)	(4.551)	(248)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(5.020)	(6.230)	1.210
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**7.913**	**9.410**	**(1.497)**
Passività per leasing	2.580	2.657	(77)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**10.493**	**12.067**	**(1.574)**

La riduzione dell'**indebitamento finanziario netto** di €1.574 milioni è dovuto essenzialmente dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€8.426 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (€8.853 milioni). Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dagli investimenti in partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€6.752 milioni); (ii) dal pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione (€1.536 milioni) e dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione (€429 milioni); (iii) dagli investimenti tecnici (€812 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[4]

(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Utile netto	**1.607**	**2.978**	**(1.371)**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.989	3.222	1.767
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(7)	(5)	(2)
- dividendi, interessi e imposte	(7.940)	(5.844)	(2.096)
Variazione del capitale di esercizio	1.185	(131)	1.316
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	8.592	6.245	2.347
Flusso di cassa netto da attività operativa	**8.426**	**6.465**	**1.961**
Investimenti tecnici	(812)	(1.136)	324
Investimenti in partecipazioni	(6.752)	(1.962)	(4.790)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa	(211)	(2.134)	1.923
Dismissioni	11	529	(518)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(73)	20	(93)
Free cash flow	**589**	**1.782**	**(1.193)**
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778	(2.202)	2.980
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.321	(771)	2.092
Rimborso di passività per beni in leasing	(337)	(293)	(44)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.965)	(3.418)	1.453
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975		2.975
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(2)		(2)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**3.359**	**(4.902)**	**8.261**

(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Free cash flow	**589**	**1.782**	**(1.193)**
Rimborso di passività per beni in leasing	(337)	(293)	(44)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.965)	(3.418)	1.453
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975		2.975
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	235	(17)	252
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**1.497**	**(1.946)**	**3.443**
Effetti prima applicazione IFRS 16		(2.077)	2.077
Rimborso di passività per beni in leasing	337	293	44
Accensioni del periodo e altre variazioni	(260)	(873)	613
Variazione passività per beni in leasing	**77**	**(2.657)**	**2.734**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**1.574**	**(4.603)**	**6.177**

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production	356	451	(95)
Refining & Marketing	420	639	(219)
Corporate	36	46	(10)
Investimenti tecnici	**812**	**1.136**	**(324)**

(4) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2020 Valori da schema legale	31 dicembre 2020 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2019 Valori da schema legale	31 dicembre 2019 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.569		7.483
Diritto di utilizzo beni in leasing			1.888		2.027
Attività immateriali			101		158
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			994		1.413
Partecipazioni			46.855		42.535
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			4.378		4.311
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 16)	23		142	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	4.355		4.169	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(120)		(201)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 10)	2		3	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(122)		(204)	
Totale Capitale immobilizzato			**60.665**		**57.726**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.099		1.664
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		3.397		4.432
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(3.475)		(4.710)
Attività (passività) tributarie nette:			(241)		582
- passività per imposte sul reddito (correnti)		(4)		(3)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(589)		(848)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)		22		64	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	79		278	
- attività per imposte anticipate		113		993	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)		78		79	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	2		3	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	95		283	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 18)	(3)		(220)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)		(9)		(15)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(25)		(32)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.890)		(4.309)
Altre attività (passività) di esercizio:			(981)		(1.308)
- altri crediti	(vedi nota 7)	264		265	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	1.243		1.254	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	905		517	
- altri debiti	(vedi nota 18)	(553)		(411)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(2.026)		(2.217)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(814)		(716)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(5.091)**		**(3.649)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(376)**		**(376)**
Attività destinate alla vendita			**2**		**2**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**55.200**		**53.703**
Patrimonio netto			**44.707**		**41.636**

VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2020 Valori da schema legale	31 dicembre 2020 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2019 Valori da schema legale	31 dicembre 2019 Valori da schema riclassificato
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		20.066		17.240	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.848		3.081	
- passività finanziarie a breve termine		3.929		4.622	
A dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		8.111		4.752	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4.799		4.551	
Attività finanziarie destinate al trading		5.020		6.230	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			**7.913**		**9.410**
Passività per beni in leasing, composti da:			2.580		2.657
- passività per beni in leasing a lungo termine		2.157		2.320	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		423		337	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16			**10.493**		**12.067**
COPERTURE			**55.200**		**53.703**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2020		2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**1.607**		**2.978**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.989		3.222
- ammortamenti	1.013		1.137	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.573		1.144	
- radiazioni			2	
- effetto valutazione partecipazioni	2.395		947	
- differenze cambio da allineamento	(48)		11	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	54		(8)	
- remeasurement delle passività per leasing	(1)		(3)	
- proventi assicurativi per indennizzi relativi a Immobilizzazioni materiali	(2)			
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	5		(8)	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(7)		(5)
Dividendi, interessi e imposte		(7.940)		(5.844)
- dividendi	(8.914)		(6.623)	
- interessi attivi	(204)		(222)	
- interessi passivi	550		611	
- imposte sul reddito	628		390	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.185		(131)
- rimanenze	966		(553)	
- crediti commerciali	1.033		500	
- debiti commerciali	(1.236)		(246)	
- fondi per rischi ed oneri	113		267	
- altre attività e passività	309		(99)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		8.592		6.245
- dividendi incassati	8.853		6.623	
- interessi incassati	210		212	
- interessi pagati	(533)		(588)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	62		(2)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**8.426**		**6.465**
Investimenti tecnici		(812)		(1.136)
- immobilizzazioni materiali	(791)		(1.109)	
- immobilizzazioni immateriali	(21)		(27)	
Investimenti in partecipazioni		(6.752)		(1.962)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		(211)		(2.134)
- crediti finanziari strumentali	(211)		(2.134)	
Dismissioni		11		529
- immobilizzazioni materiali	9		8	
- partecipazioni	2		521	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento		(73)		20
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(73)		20	
Free cash flow		**589**		**1.782**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		778		(2.202)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778		(2.202)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.321		(771)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	2.020		(958)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(699)		187	
Rimborso di passività per beni in leasing		(337)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.965)		(3.418)
- dividendi pagati	(1.965)		(3.018)	
- acquisto azioni proprie			(400)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		2.975		
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(2)		
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		**3.359**		**(4.902)**

Fattori di rischio e incertezza

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi di carattere strategico, commerciale e regolatorio ai quali è esposto il Gruppo nella gestione ordinaria del business. In considerazione delle attività svolte, il Gruppo è esposto al rischio finanziario cioè il rischio che trend sfavorevoli nei prezzi delle commodity, nei tassi di cambio e nei tassi di interesse possano determinare perdite di valore degli asset o riduzioni dei flussi di cassa attesi. Il Gruppo è esposto al rischio liquidità, cioè il rischio di ridotta capacità di accesso al mercato del credito in un momento in cui l'Azienda non disponga di sufficiente liquidità per adempiere le obbligazioni in scadenza, che potrebbe comportare conseguenze avverse significative sui risultati e sul business, nonché il rischio di default delle controparti commerciali o finanziarie. Il rischio finanziario, di liquidità e quello controparte sono descritti in maniera più dettagliata alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato, alla quale si rinvia.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati gestionali e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. I principali fattori alla base dell'andamento del prezzo sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale di petrolio e i livelli mondiali di scorte e di spare capacity. La domanda di greggio nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale che a sua volta è influenzata da una molteplicità di variabili ed eventi imprevedibili quali crisi finanziarie, livelli di disoccupazione, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Le previsioni a medio-lungo termine della domanda petrolifera globale sono una materia complessa e soggettiva in ragione del numero delle variabili in grado di influenzare il consumo d'idrocarburi, tra le quali l'espansione demografica, la crescita economica e il miglioramento degli standard di vita, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e., nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO_2 in risposta ai rischi globali connessi al climate change (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change).

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera determinante dalle politiche di produzione dell'OPEC+, il cartello che include i membri dell'originaria OPEC poi esteso ad altri importanti Paesi produttori come la Russia, il Kazakhstan e il Messico, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. Tuttavia, la posizione del cartello è stata indebolita da alcuni anni a questa parte dalla rivoluzione dello shale oil USA. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale all'interno del cartello, poiché si stima che possegga un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, possano avere un impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni USA e UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, ad esempio l'embargo nei confronti delle esportazioni di greggio iraniano, le crisi regionali quali ad esempio quelle in corso in Venezuela e Libia con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi metereologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

In un quadro di downcycle del prezzo del petrolio in atto dalla seconda metà del 2014 dovuto all'oversupply strutturale del mercato per la forte crescita delle produzioni di shale oil USA, si inserisce tra febbraio/marzo 2020 la crisi causata dall'emergenza sanitaria del COVID-19. Le misure di lockdown imposte dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia innescano una recessione globale di enormi proporzioni causando il crollo della domanda di petrolio, di gas naturale e di prodotti petroliferi, conseguenza del blocco dell'attività produttiva e dell'interruzione del commercio internazionale e degli spostamenti delle persone. Il prezzo del petrolio, a causa anche delle divisioni interne all'OPEC+ circa la risposta da dare alla crisi, scende su valori minimi storici tra fine marzo e inizio aprile, intorno ai 15 $/barile per il riferimento Brent. L'eccesso di offerta e il riempimento degli stoccaggi fino ai limiti tecnici, oltre a determinare una struttura di prezzi a futuri in forte contango, porta fenomeni estremi quali la registrazione nel mercato USA di prezzi negativi. Successivamente, con il progressivo

allentamento delle misure di lockdown, la ripresa dell'attività economica e l'implementazione a partire da maggio di importanti tagli alle produzioni OPEC+, il prezzo del Brent registra nei mesi estivi un significativo recupero fino a superare i 40 $/barile. Tuttavia, il quadro rimane fragile e incerto a causa della continua crescita del numero dei contagi da virus in USA ed Europa e del parziale ripristino nei mesi autunnali delle misure di lockdown in importanti paesi quali UK, Francia, Germania e Italia con impatti negativi sui consumi di carburanti, mentre continua la quasi totale paralisi del settore delle compagnie aeree civili. I prezzi trovano un sostegno grazie alla disciplina produttiva dell'OPEC+ e ai massici tagli agli investimenti di sviluppo delle international oil companies e degli independent producer USA con una riduzione complessiva stimata nell'ordine del 30% vs. 2019; si tratta della maggiore contrazione di spending mai registrata. In tale ambito è rilevante la flessione delle produzioni di shale oil USA, principale driver dello sbilanciamento di mercato dal 2014 a oggi, che ha portato al crollo della produzione totale di greggio dal picco storico di circa 13 milioni di barili/giorno registrato prima della pandemia a 10 milioni di barili/giorno nel mese di maggio a causa dello shut-in di pozzi non economici ai prezzi depressi per chiudere l'anno a una media di circa 11 milioni di barili/giorno. La situazione degli stoccaggi ha iniziato a normalizzarsi per effetto del rimbalzo della domanda in Cina e in altri paesi asiatici grandi consumatori, trainata dalla ripresa del ciclo economico e del rallentamento dell'oversupply. Queste riduzioni sono state attenuate dal ritorno sul mercato da settembre delle esportazioni libiche che, grazie all'accordo di pacificazione tra le fazioni contrapposte, hanno rapidamente recuperato il plateau corrente di circa 1,2 milioni di barili/giorno. Il prezzo del petrolio anche sostenuto dalle notizie incoraggianti sul fronte dello sviluppo dei vaccini chiude l'anno intorno ai 50 $/barile. Nel 2020 il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di circa 41,7 $/barile con una flessione del 35% rispetto al 2019.

Guardando allo scenario 2021 e al medio termine, il recupero della domanda petrolifera globale scesa dal livello pre-pandemico di circa 100 milioni di barili/giorno a una media 2020 di 91 milioni di barili/giorno (-9%) e la conseguente ripresa del prezzo dipenderanno in misura determinante dall'efficacia delle azioni di contenimento della diffusione del COVID-19 e dall'entità della ripresa macroeconomica mondiale, fattore chiave di traino dei consumi energetici, nonché sul lato offerta dalle decisioni dell'OPEC+ e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere. All'inizio del 2021, nonostante la recrudescenza del virus in particolare nei paesi occidentali e in un quadro di lento ramp-up delle vaccinazioni di massa, il prezzo del petrolio fa segnare un rally fin oltre i 60 $/barile a fine febbraio dovuto all'inaspettata decisione dell'Arabia Saudita di ridurre di un milione di barili/giorno la produzione nei mesi di febbraio-marzo di fronte all'incertezza globale causata dalla pandemia, del cambio di presidenza USA che alimenta le aspettative di un intervento di straordinarie proporzioni per rilanciare l'economia, nonché dell'accelerazione della ripresa economica in Asia.

La crisi del COVID-19 ha penalizzato in misura rilevante la già debole situazione del mercato globale del gas naturale, in oversupply strutturale a causa dei massicci flussi di GNL alimentati dalla produzione di gas associato USA e dall'entrata in esercizio in questi ultimi anni di significativi investimenti in progetti GNL worldwide con il conseguente aumento della liquidità in tutti i mercati regionali. Tuttavia, dopo il crollo dei consumi e dei prezzi registrato nel primo semestre 2020, il mercato del gas ha registrato una certa ripresa per effetto dei tagli alla produzione GNL prevalentemente in USA, di una serie di interruzioni non programmate in alcuni impianti di liquefazione e della ripresa della domanda in Asia che ha allentato la situazione di oversupply. Barometro di tale inversione di tendenza è il prezzo del riferimento spot USA Henry Hub che dai minimi di marzo-aprile a circa 1,5 $/mmBTU ha recuperato fino a quasi 3 $/mmBTU tra fine 2020 e inizio 2021 anche per effetto di un inverno particolarmente rigido in Estremo Oriente che ha spinto le quotazioni del GNL su valori record. Nel 2020 i prezzi del gas hanno registrato in media significative contrazioni in tutte le principali aree geografiche, in particolare il riferimento spot per l'Italia al PSV ha registrato una flessione di circa il -35%.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel 2020 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) ha registrato una contrazione di €6,7 miliardi rispetto al 2019 imputabile per €6,8 miliardi alla rilevante flessione dei prezzi degli idrocarburi equity, mentre il flusso di cassa netto da attività operativa è diminuito di €7,6 miliardi di cui €6 miliardi per effetto dello scenario prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e

gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Company di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni.

In tale ambito, considerato che la pandemia COVID-19 e le conseguenti disruptions di mercato possano avere effetti strutturali sulla domanda d'idrocarburi ed esaminate le incertezze e i rischi relativi ai tempi e alle modalità della ripresa dei consumi energetici, il management ha valutato di modificare la propria view di mercato del prezzo degli idrocarburi in risposta ad alcuni trend emergenti. In particolare, il management ha considerato i rischi di una debole ripresa economica post-pandemica, con la possibilità di un periodo prolungato di domanda energetica più contenuta rispetto ai trend pre-pandemia, compresa la diffusione di nuovi modelli di consumo che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Inoltre, i massicci interventi a sostegno dell'attività economica messi in campo dai governi, in particolare in Europa, presentano una forte connotazione ambientale e di sostegno della green economy con una accelerazione del percorso di transizione energetica e di aumento incrementale di prodotti energetici low carbon e a zero emission nel mix di consumo.

Sulla base di queste considerazioni, il management, in occasione della rivalutazione dei piani aziendali in risposta alla pandemia, ha deciso una revisione in riduzione dello scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 $/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione di 70 $/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 $/barile (in precedenza 68 e 70 $/barile). Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,6 $/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 $/mmBTU. Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato i piani industriali per il 2020 e il 2021 varando una rifasatura degli investimenti di sviluppo, concentrata nel settore E&P, riducendo lo spending rispettivamente di circa €2,6 miliardi e €2,4 miliardi rispetto al budget originario (circa -35% e -30%), con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow. Sulla base della revisione dello scenario e della modifica dei piani d'investimento a breve-medio termine, il management ha rilevato svalutazioni delle attività Oil & Gas di circa €2 miliardi. Con riferimento alle svalutazioni vedi anche quanto indicato nelle note al bilancio consolidato, a cui si rinvia.

La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha comportato revisioni negative delle riserve certe d'idrocarburi la cui produzione non è economica ai prezzi correnti. Al 31 dicembre 2020 i volumi di riserve certe di Eni erano di 6,90 miliardi di boe con una riduzione di 363 milioni rispetto ai 7,27 miliardi di boe del 2019, mentre il NPV a criteri US SEC era di €27,7 miliardi rispetto ai €51 miliardi del 2019. I dati delle riserve 2020 sono stati determinati con un Brent di riferimento di 41 $/barile rispetto ai 63 $/barile del 2019, quale parametro di valutazione dell'economicità delle riserve e di valutazione dei flussi di cassa futuri associati alla loro vendita.

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettiva-

mente estratti dai pozzi di produzione; (iii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi geopolitici; (v) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito.

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio e l'esposizione di Eni al rischio commodity, il management conferma un approccio selettivo nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Il programma d'investimenti per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi mantiene una significativa quota "uncommitted' consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario.

Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel 2020, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto positivo sulle produzioni di circa 12 mila boe/giorno rispetto al 2019.

La crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19 ha penalizzato in misura rilevante le performance della raffinazione tradizionale e della chimica delle commodity a causa del crollo della domanda di prodotti finali, a testimonianza della ciclicità di questi business. Infatti, i risultati del settore Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle. Negli anni recenti le performance dei due business, nello specifico le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene), sono state influenzate negativamente da fattori di debolezza strutturale delle rispettive industrie caratterizzate da overcapacity e pressione competitiva da parte dei produttori del Medio Oriente, Cina e USA che sono avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive (in termini di prossimità o di prezzo come nel caso di produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica; questi fattori sono maggiormente evidenti durante le fasi di minore crescita economica. In tale ambito, la crisi economica quale conseguenza del COVID-19 ha causato il crollo della domanda di carburanti per autotrazione ed avio e dei prodotti chimici legati a settori quali l'automotive che sono stati pesantemente influenzati dalla recessione. Nel business raffinazione, il calo della domanda ha determinato la contrazione degli spread dei prodotti guida rispetto alla carica (sintetizzati dall'andamento del margine indicatore SERM); in particolare, durante il secondo semestre i margini di raffinazione sono scesi su valori minimi storici (si stima degli ultimi trent'anni) registrando anche livelli negativi negli ultimi mesi dell'anno a causa della debolezza dei consumi e della parziale ripresa del costo del feedstock sostenuto dai tagli produttivi implementati dall'OPEC+. Inoltre, i tagli hanno ridotto l'offerta di greggi ATZ cosiddetti "sour" che sono l'input principale dei sistemi di conversione e che in condizioni normali di mercato quotano a sconto rispetto al marker Brent. Le dislocazioni di mercato sono state così ampie da generare quotazioni dei greggi ATZ a premio del Brent, riducendo in maniera sostanziale il vantaggio della conversione. Sulla base di questi trend, il management ha rivisto i valori d'uso delle raffinerie Italia rilevando svalutazioni di circa €1,2 miliardi.

L'outlook 2021 del business della raffinazione tradizionale si presenta ancora fortemente negativo a causa del rally del prezzo del petrolio e della domanda ancora depressa di carburanti dovuta alla recrudescenza della pandemia.

Il business Chimica è stato penalizzato in maniera significativa dalla contrazione economica che ha ridotto in particolare la domanda di commodity di base (i monomeri) e di prodotti quali elastomeri/stirenici penalizzati dalla crisi dei settori di sbocco (automotive, beni durevoli, aereospaziale); in controtendenza il polietilene che ha beneficiato di alcuni robusti trend di consumo legati alla "stay-at-home economy" quali la forte richiesta di packaging alimentare e per beni di consumo e di materiale per l'emergenza sanitaria quali le single use plastics. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questo business rimarrà sfidante a causa delle incertezze e dei rischi relativi alla ripresa economica.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business emergenti dei biocarburanti e della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2020 circa l'83% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Sud-Est asiatico. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di molti dei paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento nel corso del 2020 a causa della contrazione delle entrate petrolifere connessa agli effetti della crisi dovuta al COVID-19, riducendo il grado di solvibilità di alcune compagnie petrolifere di Stato e di alcuni operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve.

Attualmente i paesi di presenza Eni con un maggiore profilo di rischio controparte o geopolitico sono Venezuela, Nigeria e Libia.

Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate petrolifere, principale fonte di reddito del Paese, dovuta agli effetti delle sanzioni USA che ne hanno di fatto precluso l'accesso ai finanziamenti necessari per sviluppare le riserve petrolifere determinando la caduta dei livelli produttivi. Tale situazione di debolezza è stata esacerbata dagli impatti del COVID-19. Le restrizioni finanziarie USA hanno avuto come target principale la società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA").

Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in due grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e il campo ad olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima società i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, in regime di "Empresa Mixta". I due progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Correntemente l'esposizione Eni nelle due iniziative petrolifere ammonta a circa €1 miliardo, relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla e al finanziamento del progetto. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel corso dell'esercizio sono proseguite le azioni di recupero del credito, attraverso un programma di rimborsi in-kind con attribuzione a Eni di carichi di prodotto da parte di PDVSA consentendo di confermare la stima di expected loss dei crediti commerciali venezuelani elaborata nel 2017 incorporando l'assunzione di default sovrano. Tali transazioni sono avvenute nel rispetto del regime sanzionatorio USA.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario che ha assunto dimensioni preoccupanti a causa della crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19. La compagnia petrolifera di Stato NNPC e altri operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo locali hanno incontrato difficoltà crescenti nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. Nonostante l'accresciuto rischio controparte riflesso in un incremento della stima di expected loss, i piani di rientro delle esposizioni hanno fatto registrare progressi. In particolare, per quanto riguarda i crediti pregressi nei confronti di NNPC oggetto di ristrutturazione, è stata concordata una modalità di rimborso in natura, cioè mediante prelievo sulla quota di profit oil di NNPC in progetti minerari incrementali a contenuto rischio minerario operati da Eni, con incassi in linea con le aspettative del management. Un analogo meccanismo è stato concordato con un partner privato locale sia per il recupero di crediti scaduti sia per il finanziamento della quota di capex del partner nelle attività di sviluppo pianificate, anche quest'ultimo sta procedendo secondo le aspettative.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale, noto come "Primavera Araba", che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2011 e nel cambio del regime di allora. A causa di questi eventi, Eni fu costretta a interrompere per quasi un anno le attività petrolifere nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2011 ha fatto seguito un prolungato periodo di conflitto civile e un quadro socio-politico frammentato e instabile a causa del fallimento del processo di pacificazione interno. Questo ha determinato un contesto operativo rischioso e inaffidabile con la necessità da parte di Eni di monitorare costantemente i livelli di sicurezza a tutela del personale e degli asset e con numerose perdite temporanee di produzione. Da aprile 2019 il quadro geopolitico ha registrato un ulteriore peggioramento, sfociato nella ripresa della guerra civile tra le due fazioni contrapposte con scontri armati nell'area di Tripoli in un quadro di complesse relazioni internazionali. Dal gennaio 2020 l'escalation militare ha comportato il blocco quasi totale dell'attività produttiva nell'onshore sud-orientale del Paese e la chiusura dei terminali di esportazione nella Cirenaica, con ricadute negative per Eni che ha dovuto interrompere, per causa di forza maggiore, le attività produttive presso i giacimenti di El Feel e di Bu Attifel registrando una perdita media di output nell'esercizio di circa 9 mila barili/giorno (Eni equity). Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Le principali produzioni Eni alimentate dalla piattaforma offshore di Bahr Essalam e dal giacimento onshore di Wafa hanno comunque marciato in modo regolare. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione interno che ha consentito la ripresa di tutte le attività bloccate a causa del conflitto e che potrebbe avviare il Paese verso una stabilizzazione. Nonostante tale sviluppo, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile. Nel 2020, la Libia ha rappresentato circa il 10% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi a partire nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2021-2024 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 68 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia.

Con riferimento al Venezuela, nella parte finale del 2020, l'amministrazione statunitense uscente ha intensificato la pressione nei confronti del governo Maduro, restringendo ulteriormente le operazioni effettuabili da soggetti statunitensi e non, nel settore petrolifero del Paese e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo. Ciò ha comportato un rallentamento nelle esportazioni di greggio dal Venezuela, anche nell'ambito degli schemi swap utilizzati per la compensazione in natura dei crediti commerciali accumulati nei confronti di PDVSA.

Per quanto concerne la Russia, le sanzioni dell'Unione Europea e, in particolare, quelle statunitensi non hanno registrato da ultimo impatti di particolare significatività ai fini delle attività di Eni in corso. I progetti nell'upstream russo – colpiti dalle restrizioni adottate da UE e USA nel 2014 a seguito dello scoppio della crisi russo-ucraina e inasprite dagli Stati Uniti nel 2017 con l'adozione del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act – si trovano in stato di sospensione.

In generale, Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità alle norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio e delle modalità di concreta applicazione dello stesso, per adattare su base continuativa le proprie attività e cogliere gli eventuali segnali di discontinuità che dovessero intervenire nel 2021 in esito al cambio dell'amministrazione USA.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

Le aziende energetiche e in particolare quelle come Eni, attive nella ricerca e produzione degli idrocarburi, sono particolarmente esposte ai rischi connessi al cambiamento climatico in funzione della crescente sensibilità della società civile e dei governi di tutto il mondo al tema dei rischi che il riscaldamento globale pone all'ecosistema e alla vita sul pianeta e dell'evidenza sostenuta dalla comunità scientifica che le emissioni di gas climalteranti derivanti dall'utilizzo dei combustibili fossili contribuiscano a causare il riscaldamento globale in atto. Inoltre, i rischi connessi al cambiamento climatico sono diventati uno dei principali driver delle decisioni d'investimento dei prestatori di capitale equity e dei finanziatori.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21, 195 Paesi di tutto il mondo hanno firmato l'Accordo di Parigi che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici, con l'obiettivo di contenere l'aumento medio della temperatura terrestre nel corso di questo secolo ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di fare quanto possibile per limitare anche in misura ulteriore l'incremento della temperatura globale a 1,5°C. L'accordo di Parigi, che Eni riconosce e sostiene, è entrato in vigore nel novembre 2016. Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha riconosciuto nell'incremento di 1,5°C il limite massimo di incremento della temperatura globale tale da evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale obiettivo richiede un'accelerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi.

La spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, cosiddetta economia low carbon, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori quali ad esempio l'aumento della domanda degli electric vehicle "EV" possono comportare nel medio-lungo termine un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi e un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni, penalizzando in misura rilevante le prospettive reddituali del Gruppo.

La crisi economica conseguente alla pandemia del COVID-19 ha introdotto un elemento di maggiore incertezza nella transizione verso un'economia low carbon, aumentando in misura significativa il novero degli scenari alternativi che essa potrebbe seguire. Questo è dovuto al fatto che la crisi ha modificato le priorità strategiche dei governi, delle imprese, degli investitori, nonché ha inciso sui modelli sociali. È possibile che la crisi del COVID-19 possa determinare un'accelerazione del percorso evolutivo verso un'economia maggiormente sostenibile dal punto di vista climatico, riducendo in modo strutturale la dipendenza dal consumo di idrocarburi. Questo può essere spiegato dal fatto che nell'ambito della risposta alla crisi, gli Stati hanno varato massivi interventi fiscali a sostegno della ripresa economica con una forte connotazione "green" e di sostenibilità, nonché hanno annunciato obiettivi climatici al 2030 maggiormente ambiziosi e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando la volontà di supportare soluzioni energetiche rinnovabili o a basso contenuto di carbonio. In particolare, l'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica e in attuazione del Green Deal ha istituito il fondo next generation EU che prevede rilevanti investimenti sostenibili, rilanciando gli obiettivi di neutralità carbonica al 2050, aggiornando l'obiettivo di riduzione delle emissioni per il 2030, portandolo dal precedente 40% al 50% rispetto ai livelli del 1990.

In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteoclimatici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di provvedimenti su vasta scala finalizzati a penalizzare il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni crescenti all'attività estrattiva potrebbero comportare un aumento dei costi operativi e minori prospettive di crescita.

Gli strumenti normativi comprendono i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/aree geografiche[1], considerati una soluzione efficiente dal punto di vista

(1) Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale, già implementati o in fase di implementazione, coprono circa il 20% delle emissioni mondiali di GHG.

economico in quanto sono in grado di minimizzare il costo di abbattimento delle emissioni. Attualmente circa il 45% delle emissioni dirette di GHG degli asset operati da Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nel mercato primario (i.e. aste europee) o secondario (i.e. borse), a copertura di eventuali deficit di quote gratuite. Poiché la produzione di energia elettrica non riceve quote gratuite, Eni è strutturalmente corta di permessi di emissione. In particolare nel 2020, a fronte di assegnazioni gratuite di 6,84 milioni di tonnellate di CO_2, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 17,32 milioni di tonnellate; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances sul mercato. Inoltre, in alcuni ambiti operativi il Gruppo è soggetto a meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che Eni prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring di processo del gas e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel Piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Le evoluzioni normative in materia di biocarburanti, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che è entrata in vigore nel 2021), definisce i feedstock che possono essere utilizzati per la produzione, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare, quelli che non sono prodotti in seguito a cambiamento di uso del suolo (e.g. su terreni deforestati) e quelli in grado di garantire livelli di saving di GHG sempre più elevati rispetto al combustibile fossile di riferimento. Attualmente il business R&M ha convertito in Italia un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie, in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili, con la flessibilità di lavorare quantitativi crescenti di cariche advanced e "double counting" non in competizione con la filiera alimentare e a minori emissioni lungo tutta la value chain. Inoltre, Eni a partire dal 2023 prevede l'azzeramento dell'utilizzo di olio di palma come feedstock per le bioraffinerie. Analoghe considerazioni sull'attenzione alla sostenibilità dei feedstock valgono per il business della Chimica, che sta attuando un piano di conversione di una parte dei propri siti per la produzione di materie plastiche e specialties a partire da materiali di origine vegetale.

Il **driver reputazionale** del rischio climate change è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società Oil & Gas siano tra i principali responsabili del cambiamento climatico a causa delle emissioni dirette e indirette dovute alla produzione e all'utilizzo dei prodotti petroliferi. Numerose istituzioni finanziarie hanno annunciato di ridurre progressivamente l'erogazione di fondi per il finanziamento di progetti petroliferi e alcuni fondi d'investimento hanno annunciato l'intenzione di disinvestire dalle società upstream. Qualora tale trend si consolidasse, Eni potrebbe trovare difficoltà nell'accedere al mercato dei capitali e del credito. Inoltre, alcuni Governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per gli effetti e i costi connessi al climate change. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente su questi temi che rappresentano parte integrante della propria strategia. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità promuovendo iniziative sui temi di governance, campagne mirate di comunicazione, partnership internazionali, dialogo con gli investitori.

Per quanto riguarda i **driver scenario di mercato e tecnologico**, su un orizzonte temporale di medio-lungo termine è prevedibile che il mix energetico cambi a favore di fonti low carbon e che la domanda di idrocarburi sia influenzata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) e da breakthrough tecnologici quali quelli nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili o nell'efficienza degli EV con conseguenze rilevanti sulle performance del settore Oil & Gas che si troverebbe ad operare in un mercato più competitivo e in contrazione.

Di contro, il deployment commerciale di tecnologie quali la Carbon Capture and Sequestration possono anche, nel medio-lungo termine, supportare l'utilizzo di combustibili fossili quali il gas naturale nella produzione di elettricità da impianti termoelettrici e per produrre nuovi vettori energetici a basso impatto emissivo come l'idrogeno.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno di surriscaldamento globale. In funzione della localizzazione geografica, eventi metereologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. L'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni

ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di alto rischio. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

La strategia di decarbonizzazione annunciata da Eni per il medio-lungo termine, comporta un'evoluzione dell'azienda verso una società energetica pronta a cogliere tutte le opportunità offerte dalla transizione energetica, con un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo sia in termini di attività che di prodotti energetici resi disponibili per l'utilizzo finale. Tale strategia prevede la trasformazione del modello di business in chiave low carbon e sostenibile puntando a ampliare l'offerta di prodotti decarbonizzati green, blue e bio, a ridurre la componente olio a beneficio del gas naturale che nel lungo termine rappresenterà più del 90% della produzione, riducendo inoltre le emissioni di anidride carbonica delle operazioni attraverso le leve dell'efficienza energetica, della cattura e sequestrazione geologica della CO_2 (o suo riutilizzo tramite mineralizzazione o biofissazione) e dei progetti di conservazione delle foreste. L'obiettivo è conseguire al 2050 l'azzeramento delle emissioni nette Scope 1, 2 e 3, riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti, in linea con l'obiettivo net-zero al 2050 e compatibile con uno scenario di limitazione del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C entro fine secolo.

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e guidare la sua evoluzione verso uno scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi e il rischio di riserve "stranded", nonché consentirà di cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita delle energie rinnovabili e dei prodotti decarbonizzati.

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portfolio di asset e di nuovi investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operazioni e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

La redditività dei principali nuovi progetti d'investimento è sottoposta a una sensitivity al carbon pricing utilizzando due set di assunzioni: (i) scenario prezzi idrocarburi e costo CO_2 di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO_2 utilizzati nello scenario IEA SDS WEO 2020. L'analisi condotta a fine 2020 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni; in particolare nel secondo stress test i tassi di rendimento evidenziano una riduzione di 1,3 p.p. considerando gli oneri di CO_2 non deducibili/non recuperabili dal cost oil.

Come parte delle attività di verifica della congruità dei valori di iscrizione in bilancio delle attività non correnti di Eni delle quali gli asset Oil & Gas rappresentano circa il 90%, il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili molto complesse e su orizzonti temporali lunghi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, come raccomandato dalla TCFD.

In tale ambito, la resilienza del portafoglio è stata valutata sulla base dello scenario IEA SDS edizione WEO 2020, che è considerato lo scenario più accreditato per il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: contrasto al cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, accesso universale a servizi energetici efficienti, affidabili e moderni entro il 2030 e riduzione dell'impatto dell'inquinamento. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS proietta l'attuazione di misure di decarbonizzazione a ampio raggio in tutti i settori di consumo. Sulla base di tali misure lo scenario SDS stima il conseguimento del target di zero emissioni nette di CO_2 al 2070, coerente con il raggiungimento dell'obiettivo di contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto del limite dei 2°C in linea con gli obiettivi di Parigi con la possibilità di limitare l'incremento a non più di 1,5°C al 2100 qualora nella seconda metà del secolo siano adottate su larga scala tecnologie per le emissioni negative cioè di sottrazione di CO_2 dall'atmosfera.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 57 $/barile al 2025 in termini reali 2019 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei paesi membri) e strutturalmente inferiore negli anni successivi, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto in leggera ripresa rispetto ai valori correnti. L'assenza di una ripresa dei prezzi degli idrocarburi è motivata dalla progressiva contra-

zione della domanda di combustibili fossili che rimuove la necessità di sviluppare risorse più costose. Lo scenario SDS degli idrocarburi assume una curva prezzo sostanzialmente allineata a quella Eni. Il prezzo della CO_2 registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2040 arriva fino a 140 $/t per le advanced economies, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni, che assumono i valori EUA dell'Unione Europea.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS del WEO 2020 la tenuta del valore di libro di tutte le CGU[2] del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la tenuta complessiva dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione del fair value da impairment test dell'11% ipotizzando l'indeducibilità dei costi delle emissioni di CO_2, ovvero del 5% in caso di riconoscimento nel cost oil e ai fini della determinazione del reddito imponibile.

Inoltre, considerati i seguenti fattori:
(i) il rischio che la pandemia possa avere effetti di lungo periodo sulla domanda d'idrocarburi;
(ii) la maggiore volatilità del prezzo del petrolio sempre più esposto ai rischi di ciclicità e ai rischi di portata globale;
(iii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies;
(iv) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi;

il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a ulteriori scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo che assume un prezzo long-term del petrolio Brent di 50 $/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 $/mmBTU flat, il management prevede che l'81% dei volumi delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiate (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) di Eni ovvero il 93% in termini di valore potrebbero essere prodotte entro il 2035. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali comportano elevati investimenti e tempi di "pay-back" in genere medio lunghi e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di varia natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'instabilità degli idrocarburi.

Il rischio minerario è il rischio di esito negativo dell'attività esplorativa che deriva dalla perforazione di pozzi sterili o dalla scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sotto performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi. Inoltre, numerosi rischi operativi possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning.

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.) e delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità, operazioni offshore), l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti e della proprietà. Si tratta di rischi di incidenti di vario tipo, quali blow-out di pozzi, collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature che possono generare sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni e altri eventi negativi che potrebbero assumere entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambien-

(2) Cash Generating Unit.

tali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze ancora, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore, che rappresentano quota rilevante della complessiva produzione equity Eni (circa 65% nel 2020) a causa della maggiore complessità delle operazioni associata alla sensibilità degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti e il differimento temporale dei cash flow positivi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve convenzionali scoperte comporta normalmente, ma non sempre, anni di attività: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la First Party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dal first oil/gas consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione, ritardi nel recupero di costi d'investimento per difficoltà della First Party o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. La complessità dell'ambiente circostante è un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, temperature, offshore profondo e ultra profondo, tutela dell'ecosistema, presenza di ghiacci, ecc.). Nell'ambito delle problematiche di mercato ed operative legate alla pandemia COVID-19, sono state registrate interruzioni più o meno significative nella catena di fornitura di beni e servizi relativi ai progetti di sviluppo in corso mitigate con opportune azioni di ripianificazione di natura contrattuale.

Considerato, in genere, l'intervallo temporale che intercorre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i rendimenti dei progetti sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate). Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi, presidiando in modo rigoroso le analisi delle caratteristiche geologiche dei giacimenti, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi a rischio, operati e non operati, a elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione. Il rischio blow-out dei pozzi è anche in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare Eni prevede un'incidenza massima del 23% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.

Per gli incidenti agli asset produttivi e quelli relativi a trasporti avio, marittimi e su strada, le attività di mitigazione sono relative all'implementazione di algoritmi predittivi di eventi incidentali (Pre-sense), l'implementazione di sistemi di gestione ed il mantenimento di elevati standard di Asset Integrity, l'incremento di efficacia della supervisione di linea e di HSE, il rafforzamento del Contract Risk Management (Pre/post Awarding) ed il maggior coinvolgimento delle First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV cooperate.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi.

Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas
L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

- la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;
- modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della Società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e pertanto influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o che derivi da incidenti, sversamenti o perdite di varia natura, debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali per la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati. Ad esempio, nel recente passato Eni ha dovuto interrompere, sebbene per periodi contenuti, le attività petrolifere presso importanti asset (il Centro Olio Val d'Agri in Basilicata e la piattaforma Goliat nel Mare di Barents norvegese) a causa di rischi ambientali e di tutela della salute delle comunità interessate dall'attività del Gruppo, con ricadute sui profitti, la reputazione e i costi associati ai remediation plan, oltre ai rischi di passività legate ai procedimenti in corso

volti ad accertare eventuali responsabilità penali a carico del personale aziendale e amministrative a carico dell'Azienda, nonché richieste di risarcimento danni da parte dei soggetti coinvolti negli episodi di danno ambientale.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse, dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

EVOLUZIONE DELLA REGOLAMENTAZIONE AMBIENTALE

Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazionale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). In particolare, il Decreto Ministeriale italiano del 15 febbraio 2019 «Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme offshore» fornisce, agli operatori ed alle amministrazioni competenti, una guida sulle procedure da seguire per la dismissione delle piattaforme offshore e delle infrastrutture connesse. In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente. La legge ha inoltre ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali. Eni ha quindi adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

A settembre 2020 il Ministro dell'Ambiente italiano ha diramato il testo di disegno di legge c.d. "Terra mia" che determina una significativa revisione dell'apparato penale applicabile alla materia ambientale, attraverso modifiche al TUA (D.Lgs. n. 152/2006), al Codice Penale, al Codice Antimafia (D.Lgs. n. 159/2011) e al D.Lgs. n. 231/2001. In particolare, il disegno introduce un aggravamento delle sanzioni penali per i reati di discarica abusiva, abbandono o deposito di rifiuti pericolosi da parte di soggetti privati e di combustione illecita di rifiuti. Inoltre, la condotta di abbandono di rifiuti (art. 255, D.Lgs. n. 152/2006), se pericolosi, passa dall'essere illecito amministrativo all'essere punita a titolo contravvenzionale. Il disegno

di legge introduce una nuova ipotesi delittuosa di natura colposa per l'ipotesi di combustione illecita di rifiuti, di cui all'art. 256-bis, D.Lgs. n. 152/2006.

Con la seconda direttiva europea 2018/2002 (EEDII) sull'efficienza energetica, si conferma il regime obbligatorio di efficienza energetica nel periodo 2021-2030, con l'obiettivo dello 0,8% annuo di nuovi risparmi sui consumi finali di energia. Ogni Stato può adottare uno schema di efficienza energetica obbligatorio, come in Italia i TEE (Titoli di Efficienza Energetica), oppure misure alternative.

Con riferimento al contesto italiano si conferma l'obbligo di diagnosi energetica per le realtà industriali con consumi superiori ai 10.000 tep come da D.Lgs. n. 104/10 e suo successivo aggiornamento con il D.Lgs. n. 73/20 che recepisce la nuova direttiva (EEDII), obbligando i siti rientranti nell'obbligo all'attuazione di almeno uno degli interventi di efficientamento individuati in diagnosi o all'implementazione di un sistema di gestione ISO 50001.

A supporto della strategia aziendale di decarbonizzazione, è in atto un programma di certificazione ISO 50001 dei siti upstream mediante un processo di analisi e valutazione di interventi di efficientamento che riguarderà tutte le consociate nel 2021-2022 e porterà alla certificazione entro il 2022-2023.

Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT (Best Available Technologies) pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.

Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2020 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 la Commissione UE proporrà una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di proseguire più celermente verso l'obiettivo di inquinamento zero al 2050 e supportare le politiche in materia di clima, energia ed economia circolare. A tale scopo, a dicembre 2020 si è aperta la consultazione pubblica mirata agli stakeholders interessati che si concluderà a marzo 2021. Le Aziende coinvolte potranno esprimere le proprie considerazioni in merito al futuro sviluppo della Direttiva IED tramite la compilazione di un questionario mirato. Tra le aree suscettibili di miglioramento figurano: l'ampliamento della copertura settoriale, il miglioramento delle disposizioni chiave relative all'autorizzazione e al controllo degli impianti industriali, una più attiva partecipazione dei rappresentanti della società civile al processo decisionale relativo alle autorizzazioni, la garanzia di un maggiore accesso alle informazioni ambientali, attraverso la revisione anche del Regolamento relativo al Registro delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (E-PRTR), strettamente correlato alla Direttiva IED.

Nel mese di ottobre 2020 è stata pubblicata la valutazione effettuata dalla Commissione Europea sull'effettivo impatto della Direttiva sulla riduzione delle emissioni negli anni precedenti per poter analizzare quanto la stessa Direttiva sia in grado di sostenere le politiche legate alla "Zero Pollution ambition for a toxic-free environment". L'UE vuole delineare le azioni da introdurre a livello europeo per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo "Inquinamento Zero" di acqua, aria e suolo per un ambiente privo di sostanze tossiche. A ottobre 2020 la Commissione UE ha lanciato la prima fase di consultazione (Road map) su una serie di proposte in materia. Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a traguardare le nuove performance ed avviare, qualora necessario, il processo di Riesame delle Autorizzazioni in essere. Nel 2020 alcuni iter di Riesame si sono conclusi mentre altri sono ancora in corso.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente italiano n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione.

La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità supe-

riore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate e trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgente le attività precedenti.

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Le nuove Linee Guida su Valutazione Impatto Sanitario (VIS) sono entrate in vigore il 29 luglio 2019 (comunicate dal DM 27 marzo 2019). Le LG VIS arrivano in attuazione dell'articolo 23 del D.Lgs. n. 152/2006 e si applicano attualmente solo ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e le raffinerie, ma si attende l'applicazione più vasta delle linee guida.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida (LG) del 2001 per lo svolgimento delle valutazioni autorizzative in ambito VIA al fine di garantire la necessaria coerenza con le disposizioni della Direttiva 2014/52/UE che aveva introdotto significative modifiche, sia procedurali sia tecniche. A livello nazionale, tali LG sono già richiamate nell'ambito del Decreto VIA 104/2017 in vigore dal 21 luglio 2017 (il testo rimanda a decreti attuativi previsti dall'art. 25, in particolare comma 4 relativo all'emissione di LG nazionali e norme tecniche per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della VIA). Il nuovo testo riformulato dal Decreto VIA 104/2017 ha l'obiettivo di introdurre tempi certi e perentori per il rilascio del parere, la razionalizzazione di procedure e competenze e la riorganizzazione degli organi preposti. Il decreto conferma inoltre l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS - già introdotto con il Collegato ambientale nel 2016) per il proponente nell'ambito VIA per le raffinerie, gli impianti di gassificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. Nel 2019 gli impianti Eni ricadenti sotto Grandi Impianti di Combustione (GIC) hanno presentato tutta la documentazione necessaria per procedere al riesame dell'AIA unitamente alla quietanza di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria, rispettando le scadenze del cronoprogramma approvato dal Decreto Direttoriale 22 novembre 2018, n. 430. Anche gli impianti Eni ricadenti sotto la categoria di fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici hanno presentato la documentazione per l'avvio dell'iter di riesame. Il processo di Riesame ha come obiettivo di verificare l'allineamento degli impianti alle rispettive Conclusioni sulle BAT (decisione 2017/1442/UE e 2017/2117/UE). I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

La Commissione europea ha diffuso, il 28 febbraio 2019, il documento di riferimento sulle BAT per la gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. Il documento è stato elaborato nel quadro dell'attuazione della Direttiva 2006/21/Ce sulla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive e copre la gestione dei rifiuti estrattivi da tutte le industrie estrattive terrestri, dalle piccole cave alle grandi miniere di metalli, compresa la prospezione e la produzione di petrolio e gas. Il nuovo approccio delle BAT basato sul rischio considera la diversità dei tipi di rifiuti estrattivi, i siti e gli operatori e copre una vasta gamma di potenziali rischi che devono essere considerati dagli operatori responsabili della gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti, in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento, e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Importante segnalare, per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

Con il D.M. 19 febbraio 2019, n. 39 il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare italiano ha dettato indirizzi per l'uniformità dei procedimenti di VIA e di AIA relativi a progetti di prospezione geofisica, perforazione di pozzi e altre opere a mare di competenza statale. In particolare, per i progetti di prospezione geofisica il D.M. richiede al proponente maggior grado di dettaglio nella documentazione sulla prospezione tramite tecnica dell'air gun, che permette di individuare tutti i possibili impatti del progetto.

La diffusione pandemica del virus COVID-19 ha avuto un impatto significativo anche sulla modalità e frequenza dei controlli AIA. La nota dell'ISPRA prot. n. 14558 del 30/3/2020 "Controlli sull'esercizio di AIA nazionale durante la pandemia da Coronavirus" introduce nuove disposizioni per questo tipo di ispezioni. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambi-

to, nel 2017 Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

In riferimento alle ispezioni previste per l'industria estrattiva, a seguito della diffusione di COVID-19, il 21 febbraio 2020 è entrata in vigore la decisione di esecuzione n. 2020/248/UE "Linee guida in materia di ispezioni delle strutture di deposito dei rifiuti da attività estrattiva".

È inoltre entrato in vigore il Dpcm italiano 3 novembre 2020 che detta stringenti misure generali sull'emergenza COVID-19 e conferma i protocolli di sicurezza per le attività produttive.
Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno approvato le quattro direttive afferenti al Pacchetto Economia Circolare della Commissione Europea, che effettuano una revisione delle attuali normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita. Le dette direttive sono state recepite dall'Italia nel mese di settembre tramite i seguenti provvedimenti: il D.Lgs. n. 116/2020 che riscrive le regole in materia di gestione dei rifiuti e modifica la disciplina del sistema di tracciabilità dei rifiuti, introduce una nuova definizione di rifiuti urbani e nuove disposizioni in tema End of Waste; il D.Lgs. n. 121/2020 detta le nuove disposizioni sulle discariche di rifiuti.

L'11 dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Nel mese di settembre 2020 sono stati emanati i Decreti Legislativi di recepimento del Pacchetto Economia Circolare dell'Unione Europea (Decreti Legislativi n. 116, 118, 119 e 121/2020), che hanno modificato la disciplina italiana in materia di rifiuti, discariche, imballaggi, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche, pile e accumulatori, veicoli a fine vita. Tra i numerosi interventi apportati alla normativa di settore è confermata la previsione di un nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti che consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia e che prevedrà la comunicazione dei dati ad un Registro Elettronico Nazionale (REN). Alcuni ulteriori punti rilevanti compresi nel recepimento sono una nuova definizione di rifiuti urbani, il divieto dal 2030 di conferire in discarica rifiuti idonei al recupero, la previsione di un'attestazione di avvenuto smaltimento per i rifiuti avviati a operazioni intermedie di smaltimento, una revisione della disciplina per i rifiuti da manutenzione, l'inserimento di disposizioni speciali per il trasporto intermodale.

Un tema particolarmente oggetto di attenzione da parte dell'opinione pubblica è costituito dalla plastica, anche in relazione al problema del marine littering. Il 12 giugno 2019 è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2019/904, che dovrà essere recepita dagli Stati Membri entro il 3 luglio 2021. Questa vieta la vendita nella UE di alcuni prodotti mono uso in plastica, e per altri prevede riduzioni del consumo oppure specifici requisiti di etichettatura e prodotto. Detta Direttiva fissa un obiettivo di raccolta del 90% per le bottiglie di plastica entro il 2029 e prevede che entro il 2025 il 25% delle bottiglie di plastica sia composto da materiali riciclati, quota che salirà al 30% entro il 2030. In questo nuovo contesto normativo l'industria della plastica svolgerà un ruolo fondamentale tramite lo sviluppo delle tecnologie innovative focalizzate sulla massimizzazione del tasso di riciclaggio della plastica. Il recepimento da parte dell'Italia è previsto nel Disegno di Legge di delegazione europea 2019-2020, approvato dal Senato il 20 ottobre 2020 e passato all'esame della Camera dei Deputati. Il Regolamento n. 2020/2151/UE del 17/12/2020 ha frattanto definito le specifiche tecniche delle etichettature per i prodotti monouso in plastica.

Il 12 agosto 2020 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 31 luglio 2020 n. 101 "Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom e riordino della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117". Il provvedimento costituisce il nuovo testo unico sulla radioprotezione; le disposizioni comprendono procedure per la gestione di materiali e residui radioattivi, nonché i requisiti costruttivi e autorizzativi per gli impianti per il loro smaltimento. A maggio 2019 il Consiglio del Sistema Nazionale Protezione Ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA (Sistema Nazionale Protezione Ambiente) 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati Membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs. stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti.

A livello della normativa italiana nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. n. 152/06 introdotto con il D.Lgs. n. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce, per la prima volta nel TUA (Testo Unico Ambientale), la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. In base all'art. 272-bis, la normativa nazionale e regionale possono prevedere misure per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene degli stabilimenti di cui al presente titolo. Inoltre, l'articolo prevede le sanzioni in caso di violazione, sforamento o, soprattutto, mancato adempimento – arresto fino ad un anno o ammenda fino a €10.000.

Il 28 agosto 2020 è entrato in vigore il D.Lgs. 20 luglio 2020, n. 102, che aggiorna la materia degli obblighi e dei controlli relativi alla gestione degli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera, nonché razionalizza le procedure autorizzative e il sistema delle sanzioni, con riguardo sia alle imprese sia ai privati gestori di impianti termici civili. Inoltre, il nuovo provvedimento introduce una nuova definizione ufficiale di emissione odorigena, che include sia le emissioni convogliate sia quelle diffuse.

Il 29 Dicembre, la Giunta della Regione Basilicata, ha adottato il Disegno di Legge contenente disposizioni per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene. Il testo non è ancora disponibile ma, come riportato dal comunicato stampa, mira a stabilire misure di contenimento delle emissioni e introdurre valori limite con riferimento a specifiche sostanze. Tra le misure, anche specifiche prescrizioni sugli impianti che hanno un potenziale impatto odorigeno, incluso l'obbligo di attuazione di piani di contenimento e la previsione di procedure volte a definire, in sede di autorizzazione, i criteri di localizzazione in funzione della presenza di ricettori sensibili intorno agli stabilimenti.

Il 4 giugno 2019, durante l'evento Clean Air Dialogues, è stato firmato a Torino il Protocollo Clean Air. Il documento è volto all'individuazione di misure di breve e medio periodo di contrasto all'inquinamento atmosferico definite dal "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", all'adozione di misure di carattere normativo, programmatico e finanziario per intervenire nei settori a maggiori emissioni e all'individuazione di future strategie nazionali nei settori critici per garantire una migliore qualità dell'aria.

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria - Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems). La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.

La Regione Puglia ha approvato con la Deliberazione della Giunta Regionale 2 maggio 2019, n. 805 il Protocollo Operativo per la gestione delle segnalazioni di disturbo olfattivo derivante dalle attività antropiche.

Il 15 Dicembre 2020, è stato approvato l'Accordo di Programma per l'adozione di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nella Regione Puglia. Tra gli impegni della Regione, quello di adottare entro 6 mesi un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di AIA che riconosca la facoltà di richiedere, prioritariamente per le installazioni degli impianti delle attività energetiche e dell'industria chimica, la presentazione di uno studio di impatto odorigeno finalizzato all'individuazione e caratterizzazione delle sorgenti odorigene significative e alla stima dell'impatto olfattivo delle emissioni mediante l'implementazione di idonei modelli matematici di dispersione in atmosfera, ed un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale/VIA/AIA che riconosca la facoltà di richiedere la presentazione di uno studio per la valutazione degli scenari futuri della qualità dell'aria.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il Decreto Legislativo 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione

Europea, attuati con Decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU stanno adeguando i propri sistemi di gestione e alcune si sono già dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

Il Parlamento Europeo ha chiesto di estendere l'applicazione della Direttiva 2004/35/CE sul danno ambientale anche all'aria, alla fauna e alla flora (attualmente l'Italia non ha applicato la definizione estesa del danno). La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni, sia di tipo amministrativo sia penale, fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno già predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analoga normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. n. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato ed implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2021), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i cinque rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 5-10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti interconnessioni con altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (https://www.unwater.org/water-facts/clima-

te-change/) i cambiamenti climatici si esplicitano nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Nel 2015, 663 milioni di persone non avevano ancora accesso ad acqua di qualità adeguata e disponibilità di reti fognarie. Uno dei Sustainable Development Goal (il n. 6) è pertanto rivolto a garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico/sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved Oil Recovery). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2020 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, riconfermando la valutazione pari ad A-, che si colloca ben al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie Oil &Gas, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica.

GESTIONE EMERGENZE E SPILL

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate numerose effrazioni sulla rete oleodotti (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate e ad oggi sostanzialmente annullate, attraverso l'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-VPMS" (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System). Il sistema permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte in pochi minuti geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m; ciò, oltre a favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni").

Oltre ad avere coperto l'intera rete di oleodotti di prodotti finiti (10 linee, per un totale di 654 km) ed una di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) è stata inoltre completata l'installazione su due oleodotti pilota (Rho-Malpensa e Pantano-Seram) dell'upgrade del sistema e-VPMS alla versione e-VPMS-TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta. Questi due piloti permetteranno di approfondire l'analisi costi/benefici di una estensione dell'upgrade a tutti gli oleodotti di prodotti finiti".

Andrà posta attenzione preventiva all'eventuale evoluzione del fenomeno effrattivo anche in Egitto (Agiba) facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria.

La società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustice), IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety), BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed

esondazioni, tra cui progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.
Queste attività di prevenzione e preparazione alle emergenze si affiancano alla predisposizione di contratti a livello locale ed internazionale per un'efficace risposta antinquinamento.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di $1,3 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e $1,1 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: $1,3 miliardi per le responsabilità connesse alle navi noleggiate e fino a $1 miliardo per le FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard già in portafoglio.

Le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative) sono proseguite.

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

GESTIONE EMERGENZA COVID-19

Al fine di mitigare il rischio di diffusione in azienda del virus COVID-19, Eni, attraverso la sua Unità di Crisi coordinata dalla Direzione HSEQ, in stretto contatto con il Dipartimento di Protezione Civile e con i principali istituti sanitari, ha individuato, con approccio omogeneo in tutti i suoi business, le modalità per proteggere la salute dei dipendenti e garantire la continuità delle attività e dell'operatività dei siti. Le principali misure e i risultati hanno riguardato:

- impiego estensivo di smart working (in Italia il 95% del personale negli uffici e il 50% della forza lavoro giornaliera nei siti operativi) reso possibile dal continuo investimento di Eni in infrastrutture tecnologiche e dalla già avviata sperimentazione del progetto dello smart working fin dal 2017;
- definizione di protocolli unici per la gestione degli ingressi, svolgimento delle attività lavorative e sanificazione degli ambienti continuamente allineati con le conoscenze scientifiche e le indicazioni delle Autorità Sanitarie. Tali documenti costituiscono i requisiti minimi da implementare in ogni Paese di presenza in funzione della gravità della Crisi, eventualmente da adeguare alla Legislazione locale se più stringente;
- monitoraggio continuo dello stato di gravità della crisi pandemica in ogni Paese di presenza;
- implementazione dei protocolli di prevenzione definiti e controllo continuo dello stato di attuazione;
- sotto il profilo sanitario, attuazione della sorveglianza dei casi positivi di dipendenti e contrattisti e delle persone in quarantena;
- monitoraggio costante, in collaborazione con le autorità governative dei Paesi ospitanti, del personale delle consociate estere con presa in carico di tutte le precauzioni appropriate per il personale Eni e famigliari;
- attivazione di servizi di supporto psicologico per i dipendenti;
- aggiornamento continuo verso tutti i dipendenti tramite la Homepage di MyEni, locandine, specifici messaggi di posta elettronica, il Blog e i video messaggi dell'AD;
- realizzazione di iniziative di informazione/formazione mirate agli smart worker sulla gestione del tempo, dei team e delle relazioni con altri colleghi. Molti corsi di formazione sono stati adeguati per poter essere svolti in modalità video in modo da non fermare l'aggiornamento professionale;
- messa a disposizione, in forma volontaria e gratuita, per ora nella regione Lombardia, del test sierologico per i dipendenti.

Eni ha anche mobilitato tutte le risorse disponibili con l'obiettivo di vincere la sfida attraverso numerose attività sanitarie e sociali a supporto della Comunità Italia (Regioni, Dipartimento Protezione Civile, ASL e ospedali) con investimenti di circa €35 milioni. Ha, inoltre, messo a disposizione della ricerca sul COVID-19 le infrastrutture di supercalcolo e le competenze di modellazione molecolare, offrendo il contributo di strumenti e risorse di eccellenza nella lotta all'emergenza globale. Eni ha finanziato anche campagne di informazione pubblica sul ruolo del medico di famiglia e sui servizi agli anziani e, grazie ai suoi dipendenti, ha raccolto e devoluto oltre €600.000 alla Croce Rossa Italiana per fronteggiare l'emergenza.

RISCHI CONNESSI ALLA REGOLAMENTAZIONE DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO DEGLI IDROCARBURI

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

In Italia l'attività di coltivazione degli idrocarburi sia sulla terraferma sia nel mare è condotta in regime di concessione. Le concessioni di coltivazione sono rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) previa intesa, per quelle sulla terraferma, con la Regione territorialmente interessata. La durata delle concessioni è di venti anni; l'ordinamento riconosce al concessionario il diritto ad una proroga di dieci anni e a proroghe successive di cinque anni ciascuna al fine di completare lo sfruttamento del giacimento, a condizione che il concessionario abbia adempiuto alle obbligazioni relative al programma lavori concordato con il decreto iniziale. Nel caso di ritardi nel conferimento della proroga, la legge prevede che il concessionario possa continuare a esercitare l'attività di coltivazione degli idrocarburi sulla base del decreto originario la cui scadenza è automaticamente prorogata fino al completamento dell'iter amministrativo di rinnovo.

Tale disciplina generale deve essere coordinata con le disposizioni del Decreto Legge n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, con il quale, in sede di conversione ad opera della Legge n.12 del febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevedeva originariamente l'approvazione entro ventiquattro mesi dall'entrata in vigore dalla Legge di un "piano nazionale per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee" (PiTESAI). L'approvazione è stata posticipata di sei mesi (quindi entro settembre 2021). Con tale piano, il Legislatore si propone di individuare le aree che possono ritenersi compatibili con lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, incluso il mare. Fino all'emanazione di tale piano è sospeso il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca degli idrocarburi così come è sospesa l'efficacia di quelli conferiti con la conseguente interruzione delle relative attività. Mantengono invece la loro efficacia le concessioni di coltivazioni in essere, così come possono essere prorogate le concessioni già scadute o che scadranno fino all'emanazione del piano predetto; non possono invece essere richieste nuove concessioni di coltivazione. Nel caso in cui il piano non sia approvato entro la data prevista, ovvero nelle aree dichiarate idonee a seguito dell'adozione del piano, cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e di ricerca e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari (di esplorazione/sviluppo). Nelle aree dichiarate non idonee a seguito dell'adozione del piano sono rigettate le istanze in corso alla data di entrata in vigore della legge per il conferimento di nuovi permessi di ricerca e di nuove concessioni di coltivazione, mentre sono revocati in via definitiva i permessi di prospezione e ricerca in essere (temporaneamente congelati). Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere alla data di approvazione del piano anche in regime di proroga. La concessione più importante per Eni in Italia è Val d'Agri che è scaduta il 26 ottobre 2019 e per la quale è stata presentata al MiSE, nei termini di legge, apposita istanza di proroga decennale. Nell'istanza di proroga è confermato il programma lavori approvato, relativo al primo periodo della concessione. Inoltre, altre 41 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

Secondo le previsioni della citata normativa italiana sulle aree idonee, le stesse sono identificate "sulla base di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, morfologiche con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni e per quanto riguarda le aree marine devono essere principalmente considerati i possibili effetti sull'ecosistema, l'analisi delle rotte marine, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste". Tali criteri non sono sufficientemente definiti per consentire prima dell'emanazione del Piano un'oggettiva determinazione di quelle che saranno le aree idonee e non idonee. Pertanto non sono oggettivamente determinabili gli effetti che si determineranno sui volumi di riserve di idrocarburi che potranno essere prodotti e quindi sui relativi flussi di cassa ottenibili, anche se allo stato non si ha motivo di ritenere che tali effetti possano essere materiali.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

La recessione economica conseguente all'emergenza sanitaria COVID-19 ha accentuato la debolezza del mercato europeo del gas, caratterizzato da una situazione di oversupply strutturale dovuto in particolare all'abbondanza di GNL che favorisce la liquidità e l'interconnessione degli ambiti regionali. La domanda europea ha registrato una flessione del 3% rispetto all'anno precedente, penalizzata oltre che dalla re-

cessione, dalla crescente competizione da parte delle energie alternative. In tale scenario i prezzi del gas, come già commentato, hanno registrato pesanti flessioni. Il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato un netto calo dell'EBIT nel business delle commercializzazioni di GNL a causa dell'effetto combinato della contrazione della domanda in Asia dovuta alla recessione economica e dall'eccesso di produzione, comportando la rilevante flessione dei margini. L'outlook del business GNL rimane non privo di rischi ed incertezze; i fattori che potrebbero favorire una ripresa sono l'accelerazione dell'attività economica, un certo rallentamento registrato nelle FID di nuovi progetti GNL, nonché la minore produzione di gas associato USA, uno dei driver dell'eccesso d'offerta, in funzione del taglio degli investimenti da parte delle shale oil companies USA. L'andamento negativo del business GNL è stato attenuato dalla migliore tenuta del business wholesale gas che ha beneficiato della volatilità degli spread tra i diversi mercati spot continentali facendo leva sulle flessibilità del portafoglio (contratti gas long-term, accesso alle capacità di trasporto e stoccaggio, disponibilità di impianti power a gas). I risultati del settore Global Gas & LNG Portfolio sono esposti ai rischi di un contesto competitivo sfidante dovuto all'oversupply, alla concorrenza da parte delle energie rinnovabili, la cui quota di mercato è in continua espansione, alla possibile apertura di nuove rotte d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e alla continua crescita dei flussi mondiali di GNL che alimentano la liquidità dei mercati spot europei del gas. Il portafoglio di approvvigionamento di gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore sia al rischio prezzo, nel caso in cui le formule di acquisto non siano allineate con i prezzi prevalenti nei mercati spot continentali, sia al rischio volume nel caso di saturazione del mercato per effetto della clausola di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Nel prossimo quadriennio il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay
Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica
L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge Istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. D.L. Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17 posticipando al 1° gennaio 2022 la data della fine della tutela di prezzo stabilita dall'Autorità; in particolare per le PMI non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è fissata al 1° gennaio 2021, mentre per le microimprese per l'elettricità e per le famiglie per gas e luce, sarà il 1° gennaio 2022. Il D.L. prevedeva l'adozione entro marzo 2020 di un Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE) che stabilisse le modalità e i criteri dell'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero, tenendo conto della necessità di incrementare la concorrenza, e garantendo la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È, inoltre, operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili.

A dicembre 2020 ARERA ha pubblicato la delibera 491/2020/R/eel che in sintesi:

- definisce la gara per il Servizio a Tutele Graduali dedicato alle piccole imprese elettriche e svolto dagli esercenti aggiudicatari a partire dal 1° luglio 2021;
- modifica il TIV (Testo integrato vendita) introducendo il Servizio a Tutele graduali fra i servizi di ultima istanza, dettagliando le caratteristiche del servizio stesso e gli obblighi per gli esercenti;
- definisce le modalità di erogazione del Servizio a Tutele Graduali nel periodo transitorio 1° gennaio - 30 giugno 2021, durante il quale il servizio sarà svolto dagli attuali esercenti la maggior tutela (per consentire lo svolgimento delle gare nei primi mesi del 2021).

In gennaio, infine, è stato inoltre pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico il D.M. "Decreto Ministeriale 31 dicembre 2020 - Mercato libero dell'energia elettrica. Schema ingresso consapevole dei clienti finali". Il D.M. è relativo al superamento della tutela di prezzo dell'Autorità per le PMI non microimprese elettriche. Fra le principali previsioni il D.M. stabilisce:

- alla data del 1° gennaio 2021 le PMI non microimprese che non hanno stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero sono fornite attraverso il servizio a tutele graduali da parte di soggetti selezionati con gara per una durata non superiore a tre anni. In coerenza con quanto anticipato da ARERA;
- tetto antitrust del 35% massimo dei clienti per la gara PMI non microimprese;
- tre campagne informative sul superamento della tutela di prezzo, alle quali sarà possibile associare campagne degli operatori.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata a partire dal 2020 una revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici.
Nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica — in vista degli obiettivi di decarbonizzazione —

e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo, nei prossimi anni, la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati che si renderanno necessari con l'evoluzione delle normative europee in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati e di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale, ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale per il 2022 e il 2023 e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna. Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati da alcuni operatori e, per gli impianti esistenti, vi è incertezza sulle tempistiche e sulle modalità delle aste per gli anni successivi al 2023.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (introduzione di prezzi negativi, riforma del Mercato Infragiornaliero, riforma dei meccanismi di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete).

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione dell'esito del contenzioso sulla cui base è stato stimato l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period o come solo possibile la soccombenza ovvero come inattendibile l'ammontare dell'obbligazione; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; (iv) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CYBER SECURITY

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili per Eni, con impatti sia economici, sia reputazionali.
Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing, anche attraverso l'utilizzo del marchio Eni, sono in crescente diffusione.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (e.g. sanzioni) dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Per far fronte a questa situazione, e rafforzare la resilienza dei sistemi IT, Eni si è dotata, secondo un approccio risk-based consolidato, di opportune misure di mitigazione, al fine di fronteggiare anche l'ulteriore incremento di attacchi causati dal ricorso massivo allo smart working. A tale scopo, sono state introdotte ulteriori azioni di difesa, tra le quali:

- il rafforzamento dei sistemi di protezione delle postazioni di lavoro per la navigazione e la posta elettronica;
- il potenziamento dei sistemi di monitoraggio e dei servizi di incident response per rilevare eventuali anomalie delle postazioni in smart working;
- l'incremento dei servizi trusted (es. firma elettronica certificata, etc.) con l'estensione al perimetro estero.

Sono stati, inoltre, eseguiti interventi per rafforzare ulteriormente la continuità dei servizi IT Corporate e il monitoraggio sulla gestione dei sistemi centrali e al contempo è proseguito il programma di Cyber Security Culture, finalizzato al rafforzamento della cultura aziendale sui giusti comportamenti da adottare per far fronte ai rischi cyber.

Evoluzione prevedibile della gestione

I trend recenti del business evidenziano quanto segue.
Il piano industriale Eni per il 2021 prevede un prezzo del greggio Brent di 50 $/barile, il margine SERM a 3,8 $/barile di Brent e un cambio euro/$ di 1,19. Sulla base di queste assunzioni, il management prevede nel 2021 un flusso di cassa operativo in grado di autofinanziare gli investimenti organici (escluse le acquisizioni) e una parte del dividend floor.
Nel corso del primo trimestre 2021, il prezzo del petrolio si è rafforzato in maniera significativa grazie all'accelerazione della ripresa economica in Asia, ai segnali di recupero degli USA e alla disciplina produttiva dell'OPEC+ registrando una media di circa 61 $/barile, mentre il margine di raffinazione ha registrato un andamento fortemente negativo a causa dell'aumento del costo della carica in assenza di ripresa della domanda di carburanti nei mercati di riferimento (soprattutto Italia ed Europa Occidentale).
Il management stima che, rispetto alle assunzioni 2021, per 1 $/barile di variazione del prezzo del petrolio e di proporzionali variazioni nei prezzi del gas di produzione il cash flow operativo registri una variazione di circa €150 milioni; per quanto riguarda il SERM per 1 $/barile di variazione l'impatto sul cash flow è quasi analogo a quello del Brent (+/- €160 milioni).

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/2016

Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2020 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)[1]. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità Carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità Carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più approfondita su tali tematiche. Inoltre, sono stati citati nei vari capitoli i principali Sustainable Development Goals (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nella conduzione delle proprie attività.
La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. L'integrazione e la sinteticità sono peraltro alcuni degli elementi distintivi che hanno permesso ad Eni di aggiudicarsi l'edizione 2020 del premio speciale "Oscar di Bilancio per la Dichiarazione Non Finanziaria" promosso da FERPI - Federazione Relazioni Pubbliche Italiana – in collaborazione con Borsa Italiana e Università Bocconi. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2020. Nella DNF 2020, per la prima volta sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum[2] (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism – Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" di settembre 2020. Eni ha annunciato il proprio supporto all'iniziativa, che mira a definire metriche comuni per la creazione di valore di lungo termine e per promuovere ulteriormente la convergenza degli standard e dei principi ESG.
In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire ulteriormente l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2020 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità Carbonica al 2050", e un report dedicato ai diritti umani (Eni for – Human Rights)[3]. In occasione dell'Assemblea degli Azionisti, Eni pubblicherà una tabella di raccordo con gli standard Exploration & Production del Sustainability Accounting Standards Board (SASB).
Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".
(2) Il raccordo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel Content Index in una colonna dedicata, si veda pagg. 187-190.
(3) L'aggiornamento del report Eni for Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for entro giugno 2021.

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE	POLITICHE PRATICATE	MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI	INDICATORI DI PRESTAZIONE
	RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO	○ **DNF** - Modelli di gestione e organizzazione, pag. 153; Temi materiali di sostenibilità, pag. 182 ○ **RFA** - Modello di business, pagg. 4-5; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Attività di stakeholder engagement, pagg. 18-19; Strategia, pagg. 20-25; Governance, pagg. 32-39 ➤ **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231	➤ **RCG** - Il Sistema Normativo di Eni; Principi e valori. Il Codice Etico	○ **RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Fattori di rischio e incertezza, pagg. 122-146	○ **RFA** - Approccio Responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Eni in sintesi, pagg. 14-17
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	**CAMBIAMENTO CLIMATICO** *Art. 3.2, commi a) e b)*	○ **DNF** - Neutralità Carbonica al 2050, pagg. 156-162 ○ **RFA** - Strategia, pagg. 20-25 ➤ **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Neutralità Carbonica al 2050, pagg. 160-162
ECCELLENZA OPERATIVA	**PERSONE** *Art. 3.2, commi c) e d)*	○ **RFA** Governance, pagg. 32-39 ○ **DNF** Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pagg. 163-167; Sicurezza, pagg. 168-169	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Persone, pagg. 165-167; Sicurezza, pag. 168-169 ➤ **RR** - Sommario pp. 12-13
	RISPETTO PER L'AMBIENTE *Art. 3.2, commi a), b) e, c)*	○ **DNF** - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, rifiuti, acqua, oil spill, biodiversità), pagg. 169-174	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Rispetto per l'ambiente, pagg. 171-174
	DIRITTI UMANI *Art. 3.2, comma e)*	○ **DNF** - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. 174-176 ➤ **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Diritti Umani, pag. 176
	FORNITORI *Art. 3.1, comma c)*	○ **DNF** – Diritti Umani, pagg. 174-176; Fornitori, pag. 177	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** – Diritti Umani, pag. 176; Fornitori, pag. 177
	TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE *Art. 3.2, comma f)*	○ **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 178-179	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 ➤ **RCG** - Principi e valori. Il Codice Etico; Compliance Program Anti-Corruzione	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pag. 179
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	**COMUNITÀ LOCALI** *Art. 3.2, comma d)*	○ **DNF** - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pag. 181

RFA Relazione sulla Gestione 2020
RCG Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari 2020
RR Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2021

○ Sezioni/paragrafi contenenti le informative richieste dal Decreto
➤ Sezioni/paragrafi cui si rimanda per approfondimenti

Gli effetti della pandemia da COVID-19

In un anno in cui il mondo è stato stravolto dall'emergenza sanitaria legata allo scoppio della pandemia da COVID-19, Eni è intervenuta su diversi fronti per gestire le conseguenze sfruttando le proprie competenze maturate in un settore complesso come quello dell'energia, al fine di tutelare la salute dei propri dipendenti e dei contrattisti. Eni ha inoltre lavorato in sinergia con Governi, Istituzioni e ONG locali e internazionali con l'obiettivo di prevenire e contrastare la diffusione della pandemia minimizzandone gli impatti sulle comunità locali, sia in Italia che all'estero.

La gestione dell'emergenza della pandemia - Nonostante la portata e la rapidità con cui la pandemia da COVID-19 si è diffusa in tutto il mondo, Eni è intervenuta in modo tempestivo, anche in virtù delle esperienze maturate in passato nella gestione di epidemie come quella Sars-Cov-1 e di Ebola e grazie agli strumenti normativi, organizzativi e operativi di cui si era dotata già dal 2011 per essere preparata nella gestione di eventi epidemici e pandemici, in attuazione del proprio modello di gestione del rischio Salute, Sicurezza, Ambiente, Security ed Incolumità Pubblica.

Sin da gennaio 2020 è stato avviato un costante flusso comunicativo con le società controllate, sia in Italia che all'estero, con l'obiettivo di monitorare l'evoluzione dell'emergenza e di attuare i necessari provvedimenti preventivi definiti dagli strumenti normativi aziendali e in accordo con le disposizioni delle autorità sanitarie nazionali e internazionali. Eni ha quindi aggiornato il Piano di risposta alle epidemie e pandemie all'interno della procedura di emergenza medica.

In particolare, Eni, tramite il suo Consiglio di Amministrazione, ha definito le linee di indirizzo strategico e di coordinamento anche attraverso la costituzione dell'Unità di Crisi formata da tutte le funzioni centrali competenti di Eni ed avente il ruolo di monitorare la normativa via via vigente e, in applicazione di questa, tenendo conto dell'andamento della pandemia, di indicare le linee di indirizzo strategico per la gestione trasversale dell'emergenza sanitaria, definendo misure tecniche e organizzative da attuare per il contenimento della diffusione dell'infezione nei luoghi di lavoro.

Sulla base delle indicazioni dell'Unità di Crisi, ogni datore di lavoro ha posto in essere le misure e le azioni operative idonee rispetto alla propria unità produttiva tenuto conto delle specificità degli ambienti di lavoro, per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus, principalmente in materia di: i) comunicazione, informazione e formazione; ii) igiene e prevenzione; iii) gestione e utilizzo DPI (Dispositivi di protezione individuale); iv) sanificazione degli ambienti di lavoro; v) riorganizzazione delle modalità di lavoro e lavoro agile; vi) accesso ai luoghi di lavoro e alle aree di aggregazione; vii) gestione dei casi sospetti e casi confermati; viii) sorveglianza sanitaria e tutela dei lavoratori fragili; ix) mantenimento dei servizi essenziali e *business continuity plan*.

Nel mese di marzo 2020, tutti i dipendenti con mansioni che non necessitano di una presenza fisica sul posto di lavoro hanno iniziato a svolgere la propria attività professionale da remoto. Nell'arco di pochi giorni Eni si è organizzata in modo tale che il 99% del personale degli uffici e in totale circa l'87% del totale del personale non turnista (quasi 14.400 dipendenti) potessero proseguire le loro attività in smart working, garantendo la tenuta dell'infrastruttura informatica (per maggiori dettagli si veda Rischio cyber security, pagg. 145-146) e mettendo a disposizione circa 3.000 PC, Hot Spot e monitor. Al contempo, sono stati organizzati i rientri dalle sedi estere di circa 500 colleghi espatriati, predisponendo le necessarie misure logistiche anche tramite voli dedicati.

Ulteriori azioni aggiuntive e complementari sono state attivate a supporto delle istituzioni sanitarie e importanti iniziative sono state messo in atto a favore delle persone Eni (per maggiori info si vedano le sezioni su Persone e Salute, pagg. 163-167) e a sostegno della Salute delle Comunità in coerenza con le esigenze raccolte e l'evoluzione dei piani sanitari nazionali e territoriali (si veda il capitolo Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181). Infine, per maggiori informazioni sugli impatti della pandemia sull'andamento operativo di Eni si veda pagg. 89-91.

La mission aziendale

La mission di Eni – approvata dal Consiglio di Amministrazione nel settembre 2019 – mostra il percorso che la società ha intrapreso per affrontare la sfida principale del settore energetico: garantire a tutti l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile, riducendo al tempo stesso le emissioni climalteranti, al fine di contrastare il cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Nonostante il contesto complesso dovuto all'emergenza sanitaria, Eni ha deciso di accelerare il proprio percorso di trasformazione impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi entro il 2050 (per maggiori dettagli si veda il capitolo Strategia pagg. 20-25 e il capitolo Neutralità Carbonica al 2050 pagg. 156-162).

La mission, che si ispira ai 17 SDG al cui raggiungimento Eni intende contribuire cogliendo nuove opportunità di business, conferma, quindi, l'impegno di Eni per una transizione energetica socialmente equa (Just Transition).

Questo è possibile grazie alle persone di Eni, alla passione e alla spinta verso l'innovazione continua, al rispetto e alla promozione dei diritti umani, considerando la diversità come una risorsa, all'integrità nella gestione del business e alla tutela dell'ambiente.

Inoltre, è necessario considerare che il raggiungimento degli SDG richiede una collaborazione senza precedenti tra il settore pubblico e il privato, come annunciato nella conferenza internazionale sui finanziamenti allo sviluppo di Addis Abeba del 2015. Da qui l'impegno di Eni nella definizione e costruzione di cooperazioni con partner impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

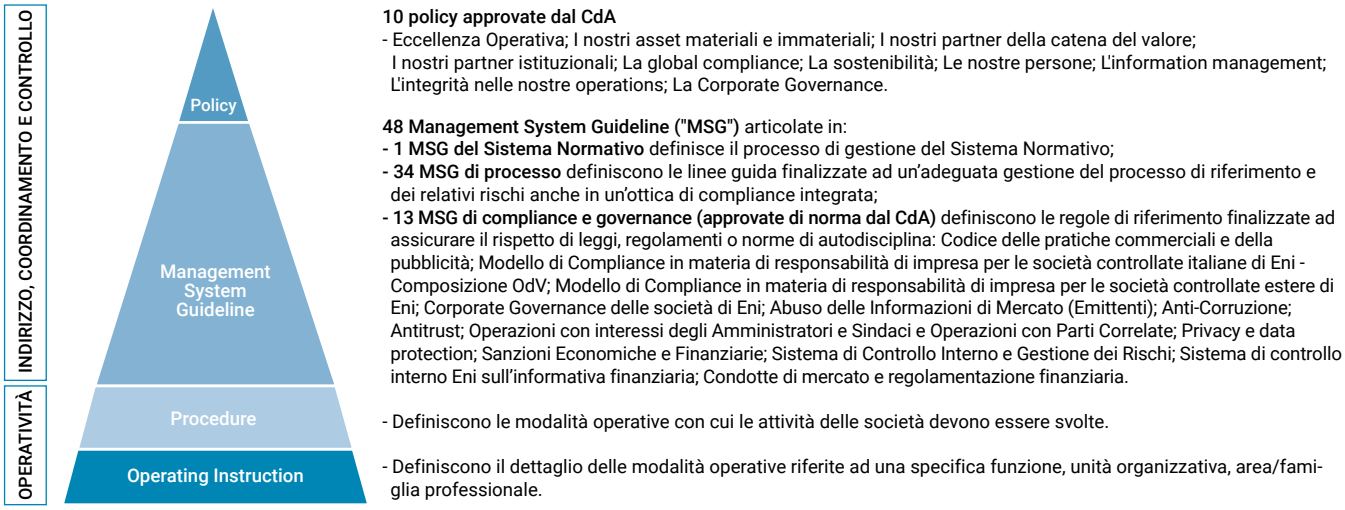
Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico, sul Codice di Autodisciplina 2018 e sul Codice di Corporate Governance 2020[4], sul Modello 231, sui principi SOA[5] e sul CoSO Report[6].

QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO

STATUTO	CODICE ETICO	CODICE DI AUTODISCIPLINA	MODELLO 231	PRINCIPI DEL SISTEMA DI CONTROLLO ENI SULL'INFORMATIVA FINANZIARIA	CoSo REPORT FRAMEWORK



Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy**, approvate dal Consiglio di Amministrazione, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy, trasversali ai processi, sono focalizzate su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo recepimento, a tutte le società controllate;
- le **Management System Guideline** ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance e governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo esigenze di deroga;
- le **Procedure** definiscono le modalità operative con cui le attività della società devono essere svolte. Descrivono compiti e responsabilità dei referenti organizzativi coinvolti, modalità di gestione e controllo e flussi di comunicazione. Regolamentano l'operatività anche al fine di perseguire gli obiettivi di compliance alle normative locali. Il contenuto è definito nel rispetto delle Policy e delle MSG così come recepite dalle società;
- le **Operating Instruction** definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale, ovvero alle persone e funzioni Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse disciplinati.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio **Codice Etico** in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione.
Nella prima delle due tabelle successive (pag. 152), oltre alle Policy e al Codice Etico, sono considerati anche altri strumenti normativi Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pag. 153) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro inter-funzionali.

(4) Si ricorda che il 23 dicembre 2020, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021. Pertanto, a partire da tale data, ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia previste dal nuovo Codice, nonché delle decisioni assunte dal Consiglio di Amministrazione in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.
(5) Sarbanes-Oxley Act, legge statunitense del 2002.
(6) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

CAMBIAMENTO CLIMATICO

OBIETTIVO
Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", Posizione di Eni sulle biomasse, Eni's responsible engagement on climate change, in business associations, Piano strategico 2021-2024: verso l'obiettivo zero emissioni (febbraio 2021)

PRINCIPI
- decarbonizzazione totale di tutti i prodotti e i processi entro il 2050;
- riduzione dell'impronta carbonica verso l'azzeramento delle emissioni con il contributo delle iniziative di Forestry e CCS
- sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climalteranti e la produzione più efficiente di energia
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni con la strategia Eni relativa ai cambiamenti climatici e alla transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder

ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

OBIETTIVO
Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "Le nostre persone", "L'integrità nelle nostre operations", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI
- rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità
- fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori
- identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione
- adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone con le competenze più adeguate alle esigenze del business
- condurre le attività in conformità ad accordi e normative in materia di tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo
- creare un ambiente di lavoro sicuro attuando idonee iniziative di prevenzione

ECCELLENZA OPERATIVA

RISPETTO PER L'AMBIENTE

OBIETTIVO
Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici", "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"

PRINCIPI
- considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk based")
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo
- agire in modo sostenibile, minimizzando gli impatti ambientali e ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche e naturali

ECCELLENZA OPERATIVA

DIRITTI UMANI

OBIETTIVO
Rispettare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero", "Alaska Indigenous Peoples", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani, Codice di condotta fornitori

PRINCIPI
- rispettare i diritti umani e promuoverne il rispetto verso i dipendenti, i partner e gli stakeholder, anche attraverso attività di formazione e sensibilizzazione
- garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre e condizioni di lavoro in linea con gli standard internazionali
- considerare i diritti umani sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili
- minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset
- selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni e che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani

ECCELLENZA OPERATIVA

TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

OBIETTIVO
Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione

DOCUMENTI PUBBLICI
Management System Guideline "Anti-corruzione", Policy "I nostri partner della catena del valore", Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy), Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale

PRINCIPI
- svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi
- proibire la corruzione senza alcuna eccezione
- vietare di offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura ad un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva)
- vietare di accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva)
- far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative in tema anti-corruzione

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

COMUNITÀ LOCALI

OBIETTIVO
Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità", "Alaska Indigenous Peoples", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI
- creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera
- coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo, anche con riferimento ai diritti umani
- identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene
- promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali
- cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile

MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAMENTO CLIMATICO

- **Nuova organizzazione** per essere leader della transizione energetica con due Direzioni Generali:
  - Natural Resources, per la valorizzazione sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas, per l'efficienza energetica e la cattura della CO_2.
  - Energy Evolution, per l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green
- **Funzione organizzativa centrale** dedicata che sovraintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico
- **Programma Tecnologie per la Transizione energetica e le biomasse:** per promuovere la ricerca e l'innovazione tecnologica relative allo sfruttamento della risorsa gas in un'ottica di piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto in riferimento alla loro possibile applicazione nel processo di ridefinizione del mix energetico
- **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001**, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti mid-downstream e in fase di estensione a tutta Eni

PERSONE

- **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali
- **Strumenti per la gestione e sviluppo** per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze inter-generazionali e inter-culturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità
- **Gruppo di lavoro** per la definizione degli impatti della **Digital Transformation** sui Ruoli/Competenze. Sviluppo di Strumenti Innovativi per la Gestione HR
- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015
- **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali
- **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale:** modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO (International Labour Organization) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business
- **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari

SALUTE

- **Sistema di gestione** integrato ambiente, **salute** e sicurezza basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali
- **Medicina del lavoro** per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa e **Sistema di assistenza e promozione della salute** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi
- **Preparazione e risposta alle emergenze sanitarie**, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie
- **Salute per le comunità:** iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità

SICUREZZA

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e **sicurezza** dei lavoratori certificato ai sensi della Norma OHSAS 18001/ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative
- **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset)
- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente
- **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita
- Gruppo di lavoro per la definizione di metodologie e strumenti per la gestione del **Fattore Umano** nella **prevenzione degli incidenti**

RISPETTO PER L'AMBIENTE

- **Sistema di gestione integrato ambiente**, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 per la gestione ambientale
- **Applicazione processo ESHIA** (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti
- **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche**
- **Green Sourcing:** modello di individuazione di analisi e requisiti tecnici per la selezione di prodotti e fornitori con migliori performance ambientali
- **Analisi di circolarità sito-specifiche:** mappatura di elementi già presenti, misurazione e individuazione di possibili interventi di miglioramento
- **Analisi Legislativa Ambientale Internazionale:** approfondimento delle legislazioni vigenti in ambito nazionale ed internazionale per matrice ambientale e definizione di un Ranking di sviluppo normativo per Paese analizzato

DIRITTI UMANI

- **Processo di gestione dei Diritti Umani** regolato da uno strumento normativo interno
- **Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali
- **Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment)**, con un modello di prioritizzazione risk based dei progetti industriali
- **Sistema di gestione della security** finalizzato a garantire il rispetto dei diritti umani in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità
- **Piano triennale di formazione e-learning sulle principali aree di interesse sui diritti umani**

TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

- **Modello 231:** definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori)
- **Compliance Program Anti-Corruzione:** sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione
- **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA:** certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016
- **Unità anti-corruzione collocata nella funzione "Compliance Integrata"** alle dirette dipendenze dell'AD
- **Partecipazione di Eni alle attività del multistakeholder group locali di EITI** per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza

FORNITORI

- **Processo di Procurement** volto a verificare, mediante attività di qualifica, selezione e assegnazione contratti, gestione e monitoraggio dei fornitori, il possesso dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani anche attraverso assessment condotti sulla base di parametri di valutazione ispirati al Social Accountability Standard (SA8000)
- **JUST:** iniziativa finalizzata a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica

COMUNITÀ LOCALI

- **Referente di sostenibilità a livello locale**, che si interfaccia con la sede centrale per definire i **programmi di sviluppo per le comunità locali** (Local Development Programme) in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business
- **Applicazione processo ESHIA** (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti di business
- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance
- **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework)

INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE

- **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** per meglio condividere e valorizzare il know-how
- **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia)
- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali

Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica[7]. I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi prendendo in considerazione anche gli impatti sull'ambiente, su salute e sicurezza, gli impatti sociali e reputazionali. I risultati del risk assessment, inclusi i principali rischi ESG (Environmental, Social and Governance), vengono sottoposti con cadenza semestrale al CdA e al Comitato Controllo e Rischi. È opportuno evidenziare che nel corso del 2020, l'impatto del rischio Climate Change, già top risk, è aumentato per gli effetti della transizione energetica sul modello di business di Eni e del conseguente impegno del management nella definizione del Piano Strategico di Lungo Termine. Inoltre, si segnala che a causa della pandemia COVID-19 nel 2020 è diventato top risk il rischio biologico, valutato sia come rischio sulla salute delle persone, sia come rischio sistemico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, paese e operativi. Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto Legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – top risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHI TRASVERSALI			
	→ Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo		**DNF -** Neutralità carbonica, pagg. 156-162; Sicurezza, pagg. 168-169; Rispetto per l'ambiente, pagg. 169-174.
	→ Cyber Security	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio cyber security, pagg. 145-146
	→ Rapporti con gli stakeholder	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133 **DNF** - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181
	→ Instabilità politica e sociale e Global security risk	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	**CAMBIAMENTO CLIMATICO** *Art. 3.2, commi a) e b)*	→ **Rischio Climate Change** e rischi connessi alla transizione energetica	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Rischio climate change, pagg. 128-131 **DNF** - Neutralità Carbonica al 2050 (risk management), pagg. 158-159

■ Top risk

(7) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato, a pagg. 26-31.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016		EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
ECCELLENZA OPERATIVA	**PERSONE** *Art. 3.2, commi c) e d)*	→ **Rischio Biologico** ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Gestione emergenza COVID-19, pagg. 141-142 **DNF** - Persone, pagg. 163-167, Sicurezza, pagg. 168-169
		→ Rischi su **salute** e **sicurezza** delle persone: • Infortuni a lavoratori e contrattisti • Incidenti di process safety e asset integrity	■	
		→ Rischi connessi al **portafoglio competenze**		
	RISPETTO PER L'AMBIENTE *Art. 3.2, commi a), b) e c)*	→ **Blow out**	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Evoluzione della regolamentazione ambientale pp.134-139; Rischio idrico pp. 139-140; Gestione emergenze e spill pp. 140-141 **DNF** - Rispetto per l'ambiente, pagg. 169-174
		→ **Incidenti** di process safety e asset integrity	■	
		→ **Rischio normativo settore energy**	■	
		→ **Permitting**	■	
		→ **Rischi in materia ambientale** (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità)		
	DIRITTI UMANI *Art. 3.2, comma e)*	→ Rischi connessi alla violazione dei diritti umani (diritti umani nella catena di fornitura, diritti umani nella security, diritti umani nel posto di lavoro, diritti umani nelle comunità locali)		**DNF** - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 174-176
	FORNITORI *Art. 3.1, comma c)*	→ Rischi connessi alle attività di procurement		**DNF** - Fornitori (gestione dei rischi), pag. 177
	TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE *Art. 3.2, comma f)*	→ Indagini e contenziosi in materia: • Ambiente, salute e sicurezza • Corruzione	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 145 **RFA** - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, pagg. 38-39 **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 178-179
		→ Rischi connessi alla Corporate Governance		
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	**COMUNITÀ** *Art. 3.2, comma d)*	→ Rischi connessi al local content		**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133 **DNF** - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181

■ Top risk

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Eni, consapevole dell'emergenza climatica in atto, vuole essere parte attiva di un percorso virtuoso del settore energetico di contributo alla neutralità carbonica entro il 2050, al fine di mantenere il surriscaldamento medio globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso l'implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board.

Leadership nella disclosure – Eni è stata l'unica società Oil & Gas coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella TCFD ed ha contribuito a sviluppare le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2020, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change[8]. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, è stato eguagliato solo da poche altre compagnie del settore Oil & Gas e risulta largamente superiore alla media globale attestata sullo score C, in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). Inoltre, nel 2020 l'assessment di TPI[9] ha riconosciuto ad Eni per la prima volta, la massima valutazione nell'ambito del *management quality*, in ragione della completezza della strategia di decarbonizzazione, ed un posizionamento di alto livello sulla performance emissiva dei prodotti venduti (*carbon performance*). Nello stesso periodo Carbon Tracker[10] ha pubblicato un'analisi, relativa al potenziale rischio di investimento del settore upstream delle principali compagnie Oil & Gas negli scenari di transizione, in cui Eni si classifica al primo posto, distinguendosi per l'ambizione dei target di riduzione di emissioni GHG, per la competitività dei futuri progetti e per uno scenario di prezzo degli idrocarburi di medio-lungo termine tra i più conservativi del settore.

Impegno nelle partnership – Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede nello Steering Committee della "Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società Oil & Gas, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società, che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Per rafforzare l'impegno nella riduzione delle emissioni operative, OGCI ha comunicato nel 2020 un nuovo target collettivo per la riduzione dell'intensità emissiva GHG (Scope 1+2) degli asset operati upstream[11], coerente con quanto previsto dagli scenari in linea con l'Accordo di Parigi. L'obiettivo si aggiunge a quello per la riduzione dell'intensità emissiva di metano annunciato nel 2018[12]. Inoltre, è proseguito l'impegno nell'investimento congiunto in un fondo di oltre 1 miliardo di dollari, finalizzato allo sviluppo di tecnologie capaci di ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e proseguendo nell'iniziativa lanciata nel 2019 (CCUS KickStarter) per promuovere la commercializzazione su larga scala e a livello mondiale della tecnologia CCUS (Cattura, Uso e Stoccaggio della CO_2).

Eni promuove la necessità di omogeneizzare le metodologie utilizzate per il reporting sui GHG al fine di rendere comparabili le performance e i target di decarbonizzazione del settore Oil & Gas. In questo senso Eni collabora con la Science Based Target initiative (SBTi), che sta lavorando alla definizione di linee guida e standard applicabili al settore per definire Target di Decarbonizzazione in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Inoltre, a dicembre 2020 Eni, insieme ad altre 7 compagnie, ha aderito all'iniziativa Energy Transition Principles, impegnandosi ad aumentare la trasparenza e la coerenza del reporting sulle emissioni GHG e gli obiettivi di Net Carbon Intensity.

L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è strutturata secondo le quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD: governance, risk management, strategia e metriche e obiettivi. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2020 - Neutralità Carbonica al 2050[13]; ulteriori approfondimenti saranno disponibili nella risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2021.

(8) CDP (ex Carbon Disclosure Project) è un'organizzazione riconosciuta a livello internazionale tra le istituzioni di riferimento nella valutazione della performance e della strategia sul clima delle imprese quotate.
(9) Transition Pathway Initiative, iniziativa globale guidata da investitori che valuta il progresso delle compagnie nella transizione low carbon. Il report pubblicato a settembre 2020 costituisce un aggiornamento della prima valutazione TPI pubblicata nel 2019.
(10) Think tank finanziario indipendente che da anni conduce analisi per valutare l'impatto della transizione energetica sui mercati finanziari.
(11) Pari a 20 kgCO_2eq./boe al 2025 rispetto alla baseline di 23 kgCO_2eq./boe nel 2017 (una riduzione del 13%).
(12) Target collettivo per ridurre l'intensità delle emissioni di metano delle attività upstream a 0,25% entro il 2025 rispetto al valore di 0,32% del 2017.
(13) Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti.

RACCOMANDAZIONI TCFD		RFA 2020	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2020
		Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario	*Addendum Eni For - Neutralità Carbonica al 2050*
GOVERNANCE			
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	a) Sorveglianza da parte del CdA	√ Elementi chiave	√
	b) Ruolo della direzione		√
STRATEGIA			
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	a) Rischi e opportunità legati al clima		√
	b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima	√ Elementi chiave	√
	c) Resilienza della strategia		√
RISK MANAGEMENT			
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	a) Processi di individuazione e valutazione		√
	b) Processi di gestione	√ Elementi chiave	√
	c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi		√
METRICHE & TARGET			
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	a) Metriche utilizzate		√
	b) Emissioni GHG	√ Elementi chiave	√
	c) Target		√

GOVERNANCE

Ruolo del CdA. La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano Strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014 il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2020 il CSS ha approfondito in tutte le sedute gli aspetti relativi al cambiamento climatico, tra cui gli esiti della Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti Climatici del 2019 (COP25), gli scenari energetici, lo stato dell'arte in materia di ricerca e sviluppo per la transizione energetica, la strategia di decarbonizzazione di Eni, le attività forestry e le partnership sul clima, il coinvolgimento responsabile di Eni nelle politiche climatiche all'interno delle associazioni di categoria, le risoluzioni sul clima e la disclosure assembleare dei peers di riferimento[14]. A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale. Per quanto riguarda il CdA in carica dal 13 maggio 2020, diversi componenti del CdA in carica possono vantare un' esperienza su tematiche ESG[15]. Subito dopo la nomina del Consiglio e del Collegio Sindacale è stato realizzato un programma di formazione (cd. "board induction") per amministratori e sindaci che ha riguardato, tra l'altro, tematiche relative al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni. L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit del settore E&P ed elaborato con l'introduzione di

(14) Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.
(15) In particolare, oltre all'Amministratore Delegato, la Consigliera Litvack e il Consigliere Guindani, rispettivamente attuale e precedente Presidente del Comitato Sostenibilità e Scenari, nonché i Consiglieri Piccinno e Vermeir. Per maggiori approfondimenti, si rinvia alle biografie dei Consiglieri pubblicate sul sito internet eni.com, sezione Governance: https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance/consiglio-amministrazione.html.

una carbon tax valorizzata sulla base dello IEA[16] Sustainable Development Scenario SDS (cfr. pagine 128-131, par. "Rischio Climate Change"). Infine il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

Ruolo del management. Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione e attuazione della strategia di neutralità carbonica e, al fine di favorire il percorso di transizione energetica, nel corso del 2020 Eni si è dotata di un nuovo assetto organizzativo con due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nella valorizzazione sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas, nella commercializzazione del gas all'ingrosso e nei progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e stoccaggio della CO_2 ed Energy Evolution, attiva nell'evoluzione dei business di generazione, e nella trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green, anche attraverso la fusione dei business retail e rinnovabili. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima sono parte della pianificazione di lungo termine e gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovraintendere al processo di definizione della strategia climatica Eni e del relativo portafoglio di iniziative, in linea con gli accordi internazionali sul clima. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette quindi anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato sui traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, transizione energetica e all'economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento 2021 (IBT) è strettamente connesso alla strategia aziendale, in quanto orientato a misurare il raggiungimento degli obiettivi annuali in coerenza con i nuovi obiettivi di decarbonizzazione di Eni. In particolare, viene utilizzato l'indicatore di riduzione dell'intensità emissiva upstream su base equity che include le emissioni indirette (c.d. Scope 2) e le attività non operate. A partire da quest'anno il Piano IBT includerà anche l'indicatore di capacità installata incrementale delle fonti rinnovabili, in sostituzione dell'indicatore relativo alle risorse esplorative, a sostegno della strategia relativa alla transizione energetica. Ciascuno di questi indicatori è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

RISK MANAGEMENT

Il processo per identificare e valutare i rischi e le opportunità *climate-related* è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni sviluppato per assicurare che il management prenda decisioni che tengano conto dei rischi correnti e potenziali, anche di medio e lungo termine, in un'ottica integrata, complessiva e prospettica. Alla luce del legame tra la gestione dei rischi e delle opportunità e gli obiettivi strategici di Eni il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano quadriennale di Eni, (obiettivi e azioni con valenza di de-risking), e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio. Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio lungo termine. I rischi sono:

- valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio;
- rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

Principali rischi e opportunità. I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando aspetti relativi sia alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia a fenomeni fisici. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business, includendo valutazioni di rischi e opportunità correlati. Di seguito si riportano le principali risultanze.

Scenario di mercato. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) identifica due principali percorsi di possibile evoluzione del sistema energetico: lo scenario STEPS (Stated Policies Scenario) che include le politiche attuate e programmate dai Governi e uno scenario decarbonizzato (SDS, Sustainable Development Scenario) che persegue i principali obiettivi energetici di sviluppo sostenibile, tra cui il contenimento dell'aumento della temperatura in linea con l'Accordo di Parigi. Nello scenario SDS, considerato da Eni come principale riferimento per valutare i rischi e le opportunità connessi alla transizione energetica, le fonti fossili mantengono un ruolo centrale nel mix energetico (Oil & Gas pari al 46% del mix nel 2040) sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in calo rispetto ad oggi (-9,6% vs. 2019, CAGR[17] 2019-2040 -0,5%). In particolare, il gas naturale mantiene la sua quota nel mix energetico (23%), e si presenta come la fonte fossile con migliori prospettive future sia per l'integrazione con le fonti rinnovabili sia per la sostituzione di altre fonti a maggior impatto ambientale soprattutto nei Paesi emergenti. La domanda di petrolio prevede invece un picco immediato entro i prossimi due anni e una successiva progressiva riduzione in quasi tutti i Paesi (ad eccezione di India e Africa Sub-Sahariana). Ciò nonostante, rimane la necessità di significativi investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti, anche se permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario. Le rinnovabili assumeranno invece un'importanza crescente nel

(16) International Energy Agency.
(17) CAGR: tasso annuo di crescita composto (Compound Annual Growth Rate).

percorso di decarbonizzazione, arrivando a soddisfare nel 2040 il 36% nel consumo primario (vs. 14% nel 2019), soprattutto grazie allo sviluppo di eolico e solare.
Nel World Energy Outlook 2020 (WEO), la IEA quest'anno ha introdotto uno scenario ancor più sfidante e denominato NZE2050 (Net Zero Emissions). Costruito sullo scenario SDS, richiede infatti una serie di misure molto più incisive rispetto all'SDS, al fine di raggiungere il net zero emissions entro il 2050 e di contenere l'aumento della temperatura a 1,5°C al 2100 rispetto ai livelli preindustriali. La domanda energetica nel NZE2050 diminuisce del 17% già al 2030 (vs. -7% rispetto a SDS), raggiungendo un livello simile al 2006, ma con un'economia di dimensioni doppie. Questo viene reso possibile attraverso un ricorso ancora più marcato (vs. SDS) a elettrificazione, efficienza e cambiamento degli stili di vita dei consumatori.
Evoluzione normativa. L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sull'evoluzione del portafoglio di business Eni. In particolare, tutte le Parti dell'Accordo di Parigi sono chiamate a rivedere e a rafforzare i propri piani nazionali di riduzione delle emissioni (Nationally Determined Contribution - NDC) entro la COP26, che si terrà a novembre 2021 a Glasgow. Al contempo, un numero crescente di governi sta annunciando obiettivi di neutralità carbonica entro il 2050 e alcuni di essi, tra cui l'UE, hanno già trasposto tale obiettivo in legge. L'UE ha infatti pubblicato a dicembre 2019 l'European Green Deal, un insieme di iniziative volte a raggiungere la neutralità carbonica al 2050, obiettivo trasposto in legge con la Climate Law. In tale contesto, l'UE ha anche intenzione di rivedere al rialzo il proprio obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030 e aggiornare di conseguenza gran parte della legislazione connessa (e.g. Renewable Directive, EU Emissions Trading Directive). Anche a fronte di questa evoluzione, Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività, come meglio rappresentato nel paragrafo Strategia e Obiettivi.
Evoluzione tecnologica. La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. Tali elementi contribuiranno a sostenere il ruolo degli idrocarburi nel mix energetico globale. Inoltre, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nel campo delle attività bio costituisce una leva chiave per la trasformazione industriale del business Eni. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.
Reputazione. Campagne di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, campagne mediatiche, campagne per bandire la plastica, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Inoltre, alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, tra cui società del gruppo Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change e dei diritti umani che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione a tutti gli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali. Nei primi mesi del 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato una policy di Responsible Engagement sui temi climatici, in cui si è impegnata a verificare periodicamente (aggiornamento previsto nel primo semestre 2021) la coerenza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.
Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni meteoclimatici estremi/cronici nel medio-lungo periodo potrebbe determinare danni ad impianti ed infrastrutture, con conseguente interruzione delle attività industriali ed incremento dei costi di ripristino e manutenzione. Per quanto riguarda i fenomeni estremi, come uragani o tifoni, l'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di alto rischio. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno viene valutata attraverso analisi specifiche, come nel caso degli asset Eni nella zona del Delta del Nilo, dove l'impatto risulta comunque limitato ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno. Parallelamente all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai Cambiamenti Climatici anche per gli impatti socio-economici e ambientali nei Paesi ove Eni opera. A tal fine ha avviato un progetto che si concluderà nel 2021, in collaborazione con FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei) e IDM (Istituto Di Management) di Pisa per la valutazione dei principali rischi/opportunità connessi ai Cambiamenti Climatici e l'elaborazione di opportune linee guida e misure che costituiranno un supporto metodologico per l'identificazione e l'attuazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

STRATEGIA E OBIETTIVI

Dopo una fase di profonda trasformazione che ha consentito al gruppo di crescere e diversificare il proprio portafoglio, e allo stesso tempo rafforzare la struttura finanziaria, Eni ha avviato una nuova fase di evoluzione del proprio modello di business

fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, combinando sostenibilità economico finanziaria e ambientale. Sulla base di questi principi, nel 2021 è stata definita la nuova strategia per rilanciare gli obiettivi operativi nel breve, medio e lungo termine, che delineano il percorso evolutivo e integrato dei singoli business e che porteranno Eni alla neutralità carbonica nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C. La velocità dell'evoluzione e il contributo relativo dei business dipenderanno dall'andamento del mercato, dallo scenario tecnologico e dalla normativa di riferimento. Eni perseguirà una strategia che punta a raggiungere entro il 2050 il target di azzeramento delle emissioni nette GHG Scope 1, 2 e 3 (Net GHG Lifecycle Emissions) e l'annullamento della relativa intensità emissiva (Net Carbon Intensity), riferita all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti. Sono stati, inoltre, rafforzati gli **obiettivi intermedi di decarbonizzazione:**

- -25% delle Net GHG Lifecycle Emissions @2030 vs. 2018 e -65% @2040;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -40% @2040;
- Net Zero Carbon Footprint per le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030, con nuovo target di dimezzamento al 2024 rispetto al 2018;
- Net Zero Carbon Footprint per le emissioni Scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Le **azioni** in gran parte già avviate che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:

- riduzione della produzione di idrocarburi nel medio termine, con crescita progressiva della componente gas, che traguarderà il 90% al 2050;
- graduale conversione della raffinazione tradizionale ricorrendo a nuove tecnologie per la valorizzazione di prodotti decarbonizzati e per il riciclo di materiali di scarto;
- incremento della capacità di raffinazione "bio" a 5/6 milioni di tonnellate entro il 2050, palm oil free a partire dal 2023;
- crescita nella capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili, per arrivare a 60 GW al 2050;
- progressivo aumento della produzione di vettori energetici blue (energia elettrica e idrogeno) da gas, associati a progetti di cattura e stoccaggio della CO_2;
- aumento dei clienti retail di Eni gas e luce, con oltre 20 milioni al 2050;
- progetti di conservazione delle foreste per un totale di circa 40 milioni di tonnellate/anno al 2050.

La corretta contabilizzazione delle emissioni GHG è garantita dall'applicazione di un modello di rendicontazione che prevede una rigorosa metodologia per la valutazione delle emissioni Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi. Tale approccio distintivo supera gli attuali standard per la stima delle emissioni e fornisce una visione integrale e sintetica dell'impronta emissiva associata alle attività Eni. La metodologia è stata sviluppata con la collaborazione di esperti indipendenti, e gli indicatori risultanti sono oggetto di pubblicazione annuale con annessa certificazione da parte del revisore di bilancio.
Lo spending complessivo previsto nel quadriennio 2021-24 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €5,7 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

A partire dal 2016, tra i primi del settore, Eni si è impegnata a traguardare obiettivi volti a migliorare le performance relative alle emissioni GHG degli asset operati, con indicatori specifici che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera, utilizzo e consumi di risorse energetiche da fonti primarie e produzione di energia da fonti rinnovabili. A questi, si sono aggiunti nel 2020 i nuovi obiettivi di medio e lungo termine, contabilizzati su base equity, che sono stati rilanciati durante la presentazione della strategia nel 2021, in cui Eni ha annunciato il target di azzeramento netto delle proprie emissioni Scope 1, 2 e 3 entro il 2050. Di seguito i principali obiettivi di lungo termine di Eni e l'andamento dei relativi indicatori:

Net Zero Carbon Footprint upstream entro il 2030: l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 provenienti dagli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto dei carbon sinks, e nel 2020 è risultato in diminuzione del 23% rispetto al 2019 sia per effetto dei cali produttivi registrati in relazione all'emergenza sanitaria, sia per effetto della compensazione tramite crediti forestali pari a 1,5 milioni di tonnellate di CO_2eq.

Net Zero GHG Lifecycle Emissions: l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle attività e i prodotti Eni, lungo la loro catena del valore, al netto dei carbon sinks e nel 2020 è in riduzione del 13% principalmente in relazione al calo delle produzioni e delle vendite in tutti i settori connesse all'emergenza sanitaria.

Net Zero Carbon Intensity entro il 2050: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi. Nel 2020 è sostanzialmente stabile in quanto il calo delle emissioni su tutti i settori è stato accompagnato da una diminuzione proporzionale delle produzioni legata al calo delle attività in relazione all'emergenza sanitaria.

Con riferimento specifico agli obiettivi di decarbonizzazione di breve termine, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2020 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014: l'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette in tonnellate di CO_2eq. e produzione lorda in migliaia di barili di olio equivalenti, nel 2020 ha interrotto il trend di progressivo miglioramento per effetto del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria e per altre cause tra cui la riduzione nei campi onshore della Libia per cause di forza maggiore dovuta alla situazione di instabilità geo-politica e il calo della domanda di gas in Egitto, le cui produzioni sono associate a un basso impatto emissivo. Nel 2020 l'indice ha registrato un valore pari a 20,0 tonCO_2eq./mgl boe, in aumento del 2% rispetto al 2019. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 26%.

Zero gas flaring di routine entro il 2025: nel 2020 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine, pari a 1,03 miliardi di Sm^3, si sono ridotti del 14% rispetto al 2019 e del 39% rispetto al 2014, sia in relazione al completamento di progetti di riduzione del flaring, in particolare in Angola, sia per effetto del calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria che ha interessato anche alcuni campi con flaring di gas associato.

Riduzione delle fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014: nel 2020 le emissioni fuggitive di metano upstream sono risultate pari a 11,2 ktCH_4, in calo di circa il 50% rispetto al 2019, in conseguenza dei cali della produzione e grazie al monitoraggio e le manutenzioni effettuate nell'ambito delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair - LDAR) che vengono svolte con cadenza periodica e ad oggi coprono circa 60 asset. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento già a partire dal 2019 del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.

Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienza operativa: il target estende l'impegno di riduzione GHG (Scope 1 e Scope 2) a tutte le aree di business. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo l'opportuna flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2020 l'indice è stato pari a 31,64 tonCO_2eq./mgl boe, sostanzialmente stabile rispetto al 2019 (31,41 tonCO_2eq./mgl boe) principalmente per effetto del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria, ed in linea con il trend del settore upstream che pesa maggiormente sull'indice complessivo. Questo effetto è stato parzialmente controbilanciato dai progetti di efficienza energetica avviati o andati a regime nel corso dell'anno.
Nel 2020 Eni ha proseguito infatti con il piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (€10 mln) sia in progetti di sviluppo e revamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività. Gli interventi effettuati nell'anno consentiranno a regime risparmi di combustibili pari a 287 ktep/anno (per la maggior parte in upstream), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 0,7 milioni di tonnellate di CO_2eq.

Complessivamente, l**e emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni** nel 2020 sono state pari a 37,8 mln tonCO_2eq., in riduzione dell'8% rispetto al 2019 principalmente per effetto del calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria, nei settori upstream, power e raffinazione.

Il business Energy Solutions nel 2020 è cresciuto in misura significativa facendo registrare un aumento del 76% della capacità installata da fonti rinnovabili rispetto al 2019 (307 MWp nel 2020 vs. 174 nel 2019) e portando la produzione a 339,6 GWh. Per i biocarburanti le quantità prodotte nel 2020 si attestano su un valore di 622 mila tonnellate, in aumento del 143% rispetto all'anno precedente. Per il 2020 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €157 milioni, di cui circa 74 destinati a investimenti per il percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bioraffinazione, chimica verde, produzione di energia da fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

INDICATORI RELATIVI AI TARGET DI MEDIO LUNGO TERMINE[18]

		2020	2019	2018	Obiettivo
Net carbon footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2)	(milioni tonnellate di CO_2eq.)	**11,4**	14,8	14,8	UPS Net zero 2030
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 e 3)[(a)]		**439**	501	505	Net zero 2050
Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 e 3)[(a)]	(gCO_2eq./MJ)	**68**	68	68	Net zero 2050
Capacità installata da fonti rinnovabili	MW	**307**	174	40	60 GW 2050
Capacità di bioraffinazione[(b)]	(milioni di tonnellate/anno)	**1,11**	1,11	0,36	5/6 milioni di tonnellate/anno 2050

(a) La metodologia di determinazione delle emissioni Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti è stata affinata al fine di meglio rappresentare le emissioni Scope 3 end-use , aggiornando coerentemente i dati 2019 e 2018.
(b) Il valore della capacità installata della bioraffineria di Gela è stato aggiornato a 750 migliaia di tonnellate/anno a seguito di una revisione delle modalità di calcolo dell'indicatore (aggiornando di conseguenza anche il valore del 2019).

(18) Indicatori contabilizzati su base equity.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**37,76**	*24,32*	41,20	43,35
di cui: CO_2 equivalente da combustione e da processo		**29,70**	*21,30*	32,27	33,89
di cui: CO_2 equivalente da flaring[a]		**6,13**	*2,53*	6,49	6,26
di cui: CO_2 equivalente da venting		**1,64**	*0,31*	1,88	2,12
di cui: CO_2 equivalente da emissioni fuggitive di metano		**0,29**	*0,19*	0,56	1,08
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO_2eq./migliaia boe)	**31,64**	*41,78*	31,41	33,90
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata		**19,98**	*19,84*	19,58	21,44
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO_2eq./kWheq)	**391,4**	*391,0*	394	402
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2eq./migliaia di tonnellate)	**248**	*248*	248	253
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	**11,2**	*7,01*	21,9	38,8
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm^3)	**1,8**	*0,9*	1,9	1,9
di cui: di routine		**1,0**	*0,3*	1,2	1,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**0,73**	*0,58*	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti[b]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**185**	*nd*	204	203
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili[c]	(GWh)	**339,6**	*243,4*	60,6	11,6
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	**1,52**	*3,88*	1,39	1,42
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	**0,17**	*0,17*	0,17	0,17
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	**124,8**	*124,8*	112,7	112,2
Spesa in R&S	(milioni di euro)	**157**	*157*	194	197,2
di cui: relativa alla decarbonizzazione		**74**	*74*	102	74
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	**25**	*25*	34	43
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		**7**	*7*	15	13
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	**622**	*622*	256	219

Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.
(a) A partire dal 2020, l'indicatore include tutte le emissioni Eni derivanti da flaring, aggregando anche i contributi di Refining & Marketing e Chimica, che fino al 2019 sono contabilizzati nella categoria combustione e processo.
(b) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.
(c) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Al fine di garantire la comparabilità anche i dati 2019 e 2018 sono esposti con questa modalità.

MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni ambito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.

Persone

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business, gli indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici e del mercato del lavoro in generale implicano un importante impegno per accrescere il valore del capitale umano nel tempo attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie.

LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

L'approccio alla Diversity & Inclusion di Eni si è sviluppato nel solco della sua sensibilità e tradizione culturale, radicata nella cultura internazionale della pluralità; è basato sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e inclusione di tutte le forme di diversità, nonché di integrazione e bilanciamento del lavoro con le istanze personali e familiari delle persone. Eni si impegna a creare un ambiente di lavoro nel quale differenti caratteristiche o orientamenti personali e culturali sono considerati una fonte di arricchimento reciproco e un elemento irrinunciabile della sostenibilità del business. In Eni non esistono differenze di genere, religione, nazionalità, opinione politica, orientamento sessuale, status sociale, abilità fisiche, condizioni mediche, condizioni familiari ed età e ogni altro aspetto non rilevante; inoltre, Eni mira a stabilire relazioni lavorative libere da ogni forma di discriminazione, richiedendo che simili valori siano adottati anche da tutte le terze parti che collaborano con Eni. La diversità è infatti una risorsa da salvaguardare e valorizzare sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni, tra cui fornitori, partner commerciali ed industriali, come sottolineato dalla propria mission e dal Codice Etico. Eni promuove lo scambio professionale trasversale attraverso una serie di processi, tra cui anche la mobilità geografica, come esperienza importante nel percorso di crescita personale. Il consolidamento negli anni dei processi di inserimento dei neoassunti, affiancamento, training e di condivisione delle competenze e delle best practice con il personale locale ha garantito nel 2020, anno caratterizzato da un massiccio rientro in sede di personale espatriato, continuità nelle attività operative. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attraction dei talenti femminili, a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali[19] con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Queste attività sono continuate nel corso dell'anno attraverso la "dematerializzazione" di eventi e incontri che ha permesso di raggiungere luoghi, persone e realtà ad oggi inaccessibili, abbattendo barriere linguistiche e geografiche.

Per quanto riguarda le politiche retributive per i dipendenti Eni, queste sono definite secondo un modello integrato a livello globale e promuovono una progressione retributiva collegata esclusivamente a criteri meritocratici riferiti alle competenze espresse nel ruolo ricoperto, alle performance conseguite e ai riferimenti del mercato retributivo locale. Allo scopo di verificare l'attuazione di tali politiche, dal 2011, Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni. Inoltre, in relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti, pag. 13).

Relativamente alla gestione professionale delle proprie risorse, Eni ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job ro-

(19) Progetto Inspiring Girls - Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D - Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla Presidenza italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri italiana; Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa; Fondazione Mondo Digitale; WEF - World Economic Forum; ERT - European Round Table.

tation e strumenti di sviluppo. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review, il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati e i processi di valutazione delle soft skills. Il 2020 ha visto un'inevitabile flessione delle iniziative di mobilità, ma i percorsi di crescita e sviluppo interni sono comunque proseguiti, sostenuti in modalità *distance*. Nel 2020, il processo di valutazione delle performance e dei feedback ha coperto il 97%, mentre le attività di valutazione del potenziale[20] il 95% del totale programmato con un trend globale in miglioramento (+10 p.p. vs. 2019); infine, sono stati valutati 123 tra dirigenti e quadri tramite la metodologia del Management Appraisal.

FORMAZIONE

L'ambito formativo del 2020 è stato contraddistinto da un'intensa attività di riprogettazione di molti corsi in modalità distance dando priorità alle tematiche inerenti alla salute e sicurezza, affiancando corsi a supporto delle persone, fino ai master, ai quali si è voluto dare continuità. La formazione HSE è proseguita laddove possibile in presenza, o in modalità distance, e ha riguardato sia contenuti di formazione obbligatoria che non. Inoltre, si è creato un percorso per tutti i dipendenti Eni (Enicampus Live) per favorire una maggiore consapevolezza dei comportamenti individuali rispetto al contesto emergenziale ed acquisire una rinnovata responsabilità sui risultati individuali e di team. Si è ampliata anche l'offerta formativa su Diversity & Inclusion con nuovi contenuti, tra cui un corso dedicato alle "molestie di genere sui luoghi di lavoro". È rimasto prevalente l'impegno per la contaminazione in molte delle iniziative formative, sia di tipo tecnico, che di Corporate Identity (per i neo assunti, junior o expert, per i neo quadri, o per figure manageriali) con i temi emergenti di Transizione energetica, Economia Circolare, Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS), Forestry, Energie rinnovabili e digitalizzazione. È proseguita l'attenzione sia alla sicurezza informatica, attraverso l'erogazione di corsi di cyber security, sia alla formazione con tecniche innovative come il Virtual Reality Training (ad esempio in ambito HSE e Drilling) o l'Augmented Reality ("pilota" in campo HSE).

RELAZIONI INDUSTRIALI

Il percorso di transizione energetica ha determinato l'esigenza di definire un nuovo modello di relazioni industriali e per tale ragione, il 3 dicembre 2020, Eni e le organizzazioni sindacali hanno sottoscritto un nuovo protocollo denominato "INSIEME, modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica". Il protocollo punta alla condivisione di informazioni su tale percorso, all'aggiornamento e al rinnovamento delle competenze professionali in vista delle nuove sfide di business e alla proposta di un quadro normativo chiaro e favorevole allo sviluppo di un modello di business sostenibile. A livello internazionale, il modello delle relazioni sindacali si basa su tre pilastri: due di carattere europeo (il Comitato Aziendale Europeo e l'Osservatorio Europeo per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori in Eni) e uno globale, ossia il Global Framework Agreement on International Industrial Relations and Corporate Social Responsibility (GFA), rinnovato nel 2019 con le principali sigle sindacali italiane e IndustriALL Global Union[21]. Durante il 2020 è stato assicurato un costante scambio informativo tra azienda e sindacati, all'interno del quadro di competenza previsto per ciascun accordo, sui principali temi d'attenzione (tra cui gestione dell'emergenza, riorganizzazioni aziendali e Brexit).

INIZIATIVE DI WELFARE[22]

La situazione di emergenza sanitaria ha impattato su tutti i servizi alle persone, rendendo necessaria sia la revisione delle modalità di organizzazione delle iniziative in un'ottica di massima sicurezza (rafforzata l'attenzione ai servizi sanitari, al supporto dell'organizzazione famigliare estiva e ai servizi di ristorazione per i dipendenti) sia l'individuazione di servizi innovativi in grado di rispondere alle esigenze emergenti derivanti dalla complessità famigliare e sociale e dalle nuove modalità di lavoro. Tra queste nuove iniziative è stato realizzato un percorso formativo online dedicato ai genitori per orientarsi nella nuova quotidianità, affrontando tematiche come gli impatti delle tecnologie digitali, i bisogni educativi e la costruzione di relazioni.

SALUTE

Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. La strategia di Eni per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi salute, a: i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni, gli interventi a favore delle comunità ed i presidi emergenziali a supporto di situazioni di fragilità create

(20) Le valutazioni di Potenziale sono svolte attraverso la metodologia di Development Center, Assessment online e Assessment individuale.
(21) Organizzazione che rappresenta più di 50 milioni di lavoratori distribuiti in 140 Paesi, nei settori dell'energia, del manifatturiero e minerario.
(22) I benefit sono offerti a tutti i dipendenti in coerenza con i regolamenti previsti dai Fondi di assistenza sanitaria, di previdenza complementare e di altra natura.

o aggravate dalla pandemia; ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate a valle della valutazione del rischio e degli impatti in ambito sanitario; iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche in considerazione dei rischi inerenti ai nuovi progetti, ai processi industriali e delle risultanze delle attività di igiene industriale; iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari. Nel 2020 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione della salute, con l'obiettivo di promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi.
Nel critico contesto sanitario mondiale, Eni ha messo in campo una serie di interventi di prevenzione e assistenza al fine di supportare coloro che in prima linea hanno gestito l'emergenza sanitaria e le strutture sanitarie locali, anche grazie alle numerose esperienze in progetti sanitari maturate in risposta a eventi epidemici nel mondo[23]. Infatti, il centro di competenza Eni per la gestione delle emergenze sanitarie ha supportato le unità di business attraverso: i) aggiornamenti epidemiologici e nuove linee guida emesse da organi internazionali, ii) misure di igiene ai fini della prevenzione e del contenimento di outbreak ed epidemie/pandemie, iii) best practice cliniche e di gestione dei flussi di assistenza, vaccinazioni e raccomandazioni per la travel medicine e iv) supporto nella definizione di specifiche tecniche per i servizi collegati alla risposta alle emergenze.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

OCCUPAZIONE E DIVERSITY

Overview - L'occupazione complessiva è pari a 30.775 persone di cui 21.170 in Italia (68,7% dell'occupazione) e 9.605 all'estero (31,2% dell'occupazione). Nel 2020 l'occupazione a livello mondo diminuisce di 546 persone rispetto al 2019, pari al -1,7%, con un aumento in Italia (+92 dipendenti) e una riduzione all'estero (-638 dipendenti). La riduzione dell'occupazione, collegata essenzialmente ad uno scenario di business condizionato dall'emergenza sanitaria, ha riguardato sia dipendenti locali che internazionali. Nonostante la discontinuità del mercato dell'energia, Eni ha continuato a perseguire i suoi obiettivi di diversity: nel 2020 le assunzioni a tempo indeterminato del personale femminile si sono attestate al 34,6% del totale delle assunzioni rispetto al 32,3% dell'anno precedente.

Assunzioni - Complessivamente, nel 2020 sono state effettuate 780 assunzioni di cui 607 con contratti a tempo indeterminato. Circa il 76% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 23% ha riguardato il business upstream (totale 183 di cui 109 a tempo indeterminato e 74 a tempo determinato), il 20% Support Function, il 10% l'area R&M e il 47% gli altri business.

Risoluzioni - Sono state effettuate 1.600 risoluzioni (934 in Italia e 666 all'estero) di cui 1.323 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato[24], con un'incidenza di personale femminile pari al 21,0%. Il 22,1% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2020 aveva età inferiore a 40 anni. A causa dello scenario di business negativo generato principalmente dall'emergenza sanitaria, il tasso di turnover si riduce rispetto agli anni precedenti principalmente a fronte della riduzione del numero delle assunzioni.

Occupazione femminile - Delle assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel 2020, il 34,6% ha riguardato il personale femminile (in aumento di 2,3 punti percentuali vs. 2019). Nel 2020 la percentuale del personale femminile si attesta a: 16,3% dei dirigenti, 27,7% dei quadri, 29,9% degli impiegati, 2,1% degli operai. In flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione delle società controllate che nel 2020 si attesta al 26% (29% nel 2019), mentre resta sostanzialmente stabile al 37% la percentuale complessiva di donne negli organi di controllo delle società controllate. Nel 2020, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 26,64% rispetto al 26,05% registrato nel 2019, su un totale di donne pari al 24,56% dell'occupazione complessiva. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne.

Occupazione in Italia - In Italia sono state effettuate 379 assunzioni di cui 346 a tempo indeterminato (37,6% donne, con un aumento di circa 5 punti percentuali rispetto al 2019). Nonostante l'incremento dell'occupazione in Italia dello 0,4% rispetto al 2019, si registra una leggera diminuzione del personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-29), -0,6% vs. 2019, mentre incrementano le fasce d'età 40-49 (+0,8%) e over 60 (+1,15%) anche per effetto del rientro di personale espatriato. Sempre in Italia, nel 2020 si registrano 934 risoluzioni, di cui 893 a tempo indeterminato (di cui il 19,0% di donne).

Occupazione all'estero - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'84% nell'ultimo triennio il che conferma l'attenzione di Eni al local content attraverso il coinvolgimento delle comunità locali sulle attività operative nei singoli Paesi. Il ricorso al personale espatriato è limitato a particolari pro-

(23) Per le iniziative in tema salute realizzate a favore della comunità locale in Italia e all'estero si veda il capitolo Alleanze per la promozione dello sviluppo locale a pagg. 180-181.
(24) Di cui circa il 58% per pensionamenti e il 28% per dimissioni.

fessionalità e competenze difficilmente disponibili nel Paese di riferimento. All'estero nel 2020, sono state effettuate 401 assunzioni di cui 261 a tempo indeterminato (di cui il 30,7% di donne) con il 78,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a -265 (+401 assunzioni e -666 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile anche a risoluzioni contrattuali di risorse internazionali impiegate nel business E&P. Sono stati risolti 666 rapporti di lavoro di cui 430 a tempo indeterminato. Di questi, il 35,3% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 25,1% ha riguardato personale femminile. All'estero, si registra una riduzione di -645 risorse overseas rispetto all'anno precedente (-33,5%), in particolare -392 espatriati italiani (-28,8%) e -253 espatriati internazionali (-44,9%). Il personale locale rimane sostanzialmente stabile rispetto al 2019 (+0,08%). All'estero operano complessivamente 1.278 espatriati (di cui 968 italiani e 310 espatriati internazionali). Negli ultimi anni ca. il 20% delle risorse che occupano posizione di responsabilità sono non italiani, con un aumento di 1,3 p.p. nel 2020 rispetto al 2019; questo aumento rientra nell'ambito di percorsi di sviluppo professionale che prevedono periodi di attività nelle sedi Eni in Italia o in Paesi diversi da quello d'origine. In particolare, nel 2020 la percentuale dei dirigenti e quadri locali all'estero è aumentata di 2,48 p.p. rispetto al 2019.

Occupazione per linea di business - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 55%, le aree di business upstream (principalmente in Mozambico, Regno Unito, Messico e Stati Uniti), Retail G&P (Francia e Grecia) e Support Functions, con l'obiettivo principale di gestire il turnover a supporto del consolidamento e dell'evoluzione delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato il business upstream (31,8%), Support Functions (25,3%) e R&M (14,2%).

Età media - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,8 anni (46,7 in Italia e 43,7 all'estero): 49,8 anni (50,7 in Italia e 47,1 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,4 anni (45,5 in Italia e 41,9 all'estero) per impiegati e 41,9 anni (40,6 in Italia e 43,7 all'estero) per il personale operaio.

FORMAZIONE

In un anno segnato dall'emergenza COVID-19, si è registrata una riduzione delle ore totali di formazione erogata nel 2020 rispetto al 2019 pari al 23,6%. Va comunque sottolineato il forte incremento dell'erogazione in modalità distance che ha raggiunto nel 2020 il 67% delle ore totali (vs. 28% nel 2019).
La spesa media rispetto al 2019 ha un decremento procapite in quanto risente della riduzione dei costi della formazione complessiva che ha portato ad una diminuzione del 33%; si è potuto comunque raggiungere tale risultato anche grazie ad azioni di efficienza con riduzioni di costi esterni e maggior utilizzo di docenza interna.

SALUTE

Nel 2020, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 354.192, di cui 242.160 a favore di dipendenti, 39.840 a favore di familiari, 65.662 a favore di contrattisti e 6.530 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2020 e pari a 222.708, di cui 99.758 dipendenti, 86.357 contrattisti e 36.593 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2020 si registra una diminuzione delle denunce, passate da 73 a 28, con una riduzione complessiva del 61%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 64 a 21 denunce) sia dal personale attualmente impiegato (da 9 a 7 denunce). Delle 28 denunce di malattia professionale presentate nel 2020, 10 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Dipendenti[a]	(numero)	**30.775**	31.321	30.950
Donne		**7.559**	7.590	7.307
Italia		**21.170**	21.078	20.576
Estero		**9.605**	10.243	10.374
Africa		**3.143**	3.371	3.374
Americhe		**925**	1.005	1.257
Asia		**2.432**	2.662	2.505
Australia e Oceania		**87**	88	90
Resto d'Europa		**3.018**	3.117	3.148
fascia d'età 18-24		**470**	564	437
fascia d'età 25-39		**8.689**	9.289	9.224
fascia d'età 40-54		**13.739**	13.824	14.058
fascia d'età over 55		**7.877**	7.644	7.231
Dipendenti all'estero locali	(%)	**87**	81	83
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti	(numero)	**965**	1.021	1.008
Quadri		**9.172**	9.387	9.147
Impiegati		**15.941**	16.050	15.839
Operai		**4.697**	4.863	4.956
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		**15.345**	15.375	14.603
Diploma		**12.826**	13.184	13.348
Licenza media		**2.604**	2.762	2.999
Dipendenti a tempo indeterminato[b]		**30.165**	30.571	30.183
Dipendenti a tempo determinato[b]		**610**	750	767
Dipendenti full-time		**30.290**	30.785	30.390
Dipendenti part-time[c]		**485**	536	560
Assunzioni a tempo indeterminato		**607**	1.855	1.264
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		**1.323**	1.198	1.270
Tasso di Turnover[d]	(%)	**6,1**	9,8	7,6
Dirigenti e quadri locali all'estero		**19,13**	16,65	16,70
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		**18,6**	17,3	17,9
Anzianità lavorativa	(anni)			
Dirigenti		**23,21**	22,78	22,12
Quadri		**20,40**	20,00	20,02
Impiegati		**17,03**	16,73	17,03
Operai		**14,15**	13,55	13,05
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	**26**	29	33
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni[e]		**37**	37	39
Ore di formazione	(numero)	**1.040.119**	1.362.182	1.169.385
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:		**36,2**	43,6	36,9
Dirigenti		**30,7**	51,0	41,7
Quadri		**34,9**	42,0	37,2
Impiegati		**39,0**	43,9	36,2
Operai		**30,3**	44,3	37,7
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time	(€)	**778,4**	1070,8	1059,5
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	**83,40**	83,03	80,89
Italia		**100**	100	100
Estero		**41,78**	40,91	35,33
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	**28**	73	81
Dipendenti		**7**	9	10
Precedentemente impiegati		**21**	64	71

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda pagina 16), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.
(b) La suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.
(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (6% sul totale delle donne) con contratto part time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.
(d) Rapporto tra il numero delle Assunzioni + Risoluzioni dei contratti a Tempo Indeterminato e l'occupazione a Ruolo a Tempo Indeterminato dell'anno precedente.
(e) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.

Sicurezza

Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie da mettere in campo per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura e della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento del verificarsi degli incidenti.
Nel 2020 sono stati promossi diversi progetti ed iniziative sulla tematica del "Fattore Umano" che hanno riguardato principalmente: (i) la realizzazione di un modello di analisi dei comportamenti alla ricerca dei cosiddetti "segnali deboli" che fornisce raccomandazioni per ridurre l'errore umano, potenziare le "barriere" umane per contrastare i rischi di incidente e valutare l'influenza degli elementi culturali di una data realtà operativa; (ii) la creazione di una metodologia di investigazione degli incidenti per evidenziare le cause ricorrenti; (iii) la predisposizione di un nuovo filone formativo comportamentale con l'obiettivo di favorire una maggiore consapevolezza sugli aspetti HSE nell'ambito della *behavioural safety* e delle *Non Technical Skills*.
Oltre a queste attività innovative, Eni ha continuato a porre particolare attenzione sul rafforzamento della sicurezza durante le attività presso i **siti operativi**, uniformando ulteriormente in appositi strumenti normativi, validi per tutte le realtà di Eni, i principi di base minimi da applicare nelle attività più critiche già adottati a livello di sito. Inoltre, con il perdurare dello smart working, è stata rilanciata e valorizzata la campagna "Safety starts @ home" per promuovere la sicurezza a casa partendo dalle "Safety Golden Rules"[25]– le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro. Nelle controllate estere upstream è stata anche implementata un'iniziativa volta al potenziamento della leadership ed il commitment del management a tutti i livelli, sia di Eni che dei contrattisti.
Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, le 130 persone del Safety Competence Center (SCC)[26] hanno continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza sempre più preventiva che reattiva, monitorando oltre 2.500 fornitori, pari al 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, e gestendo con immediate azioni correttive le anomalie rilevate e condividendo le buone prassi innovative. Inoltre, si sono sviluppati accordi (i cosiddetti "Patti per la Sicurezza") con vari contrattisti operanti in Ghana e Angola.
Nel 2020 è stata avviata la divulgazione massiva delle 10 regole operative condivise sulla **sicurezza di processo** (Process Safety Fundamentals - PSF), che ha coinvolto trasversalmente i diversi business di Eni, coprendo circa l'80% dei dipendenti dei siti operativi.
Inoltre, Eni applica su tutti gli impianti il processo di **Asset Integrity**, che garantisce che questi siano ben progettati, ben costruiti e con i materiali più adeguati, ben operati e dismessi gestendo al meglio il rischio residuale, per garantire la massima affidabilità e soprattutto la sicurezza per le persone e l'ambiente. Il Sistema di Gestione dell'Asset Integrity si sviluppa quindi dalla fase iniziale di progettazione (Design Integrity), all'approvvigionamento, costruzione, installazione e collaudo (Technical Integrity) fino alla gestione operativa e al decommissioning (Operating Integrity).
Nel corso del 2020, Eni ha dato seguito alle iniziative lanciate nel 2019 per promuovere ulteriormente la cultura dell'Asset Integrity con approccio trasversale e capillare.
In tema di **igiene industriale** è stata posta grande attenzione, nell'ambito dell'emergenza, alla individuazione e gestione di dispositivi di prevenzione individuale (DPI) idonei e sono state promosse iniziative volte alla sensibilizzazione sulla efficace gestione dei fattori di rischio.
Nel 2020 Eni ha proseguito nello sviluppo e nell'implementazione delle iniziative digitali a supporto della sicurezza, tra cui: la realizzazione di un'app per accrescere la cultura HSE, iniziative a supporto dei permessi di lavoro emessi attualmente presente in oltre 60 siti e un progetto per identificare situazioni di pericolo ricorrenti con tecnologie di intelligenza artificiale.
Infine, sono state avviate altre iniziative in tema di: preparazione e risposte alle emergenze, utilizzo di prodotti chimici, radioprotezione relativamente ai pericoli derivanti dall'esposizione a radiazioni ionizzanti e sicurezza dei prodotti.
I principali obiettivi aziendali nel 2021 in tema di sicurezza e igiene industriale riguardano: i) il miglioramento del SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni ed utilizzato nel piano di incentivazione a breve termine dell'AD e dei dirigenti con responsabilità strategiche, al fine di focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi; ii) il consolidamento del Safety Culture Program, indicatore che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; iii) il proseguimento della diffusione dei 10 Process Safety Fundamentals; iv) l'estensione su tutti i siti Eni dei progetti che applicano nuove tecnologie e nuovi dispositivi digitali a supporto della sicurezza; v) il rafforzamento del presidio in specifici ambiti dell'igiene industriale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è aumentato rispetto al 2019 (+5%), in particolare l'indice dei dipendenti a causa di un aumento del numero di infortuni (30 rispetto a 19 nel 2019). L'indice dei contrattisti è invece migliorato del 10%. Si è verificato un

(25) Per maggiori dettagli si veda: https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/cultura-sicurezza-lavoro.html.
(26) Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.

infortunio mortale ad un contrattista upstream in Egitto, a causa di schiacciamento.
Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è nullo, in quanto non si sono verificati eventi ricadenti in questa tipologia di infortunio (ovvero nessun infortunio con più di 180 giorni di assenza o con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale).

In Italia il numero di infortuni totali registrabili è diminuito (27 eventi rispetto ai 37 del 2019, di cui 8 dipendenti e 19 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 18%; anche all'estero il numero di infortuni è diminuito (64 eventi rispetto a 77 del 2019, di cui 22 dipendenti e 42 contrattisti), ma l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+14%).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,36**	*0,42*	0,34	0,35
Dipendenti		**0,37**	*0,50*	0,21	0,37
Contrattisti		**0,35**	*0,38*	0,39	0,34
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	**1**	*0*	3	4
Dipendenti		**0**	*0*	1	0
Contrattisti		**1**	*0*	2	4
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	**0,00**	*0,00*	0,01	0,01
Dipendenti		**0,00**	*0,00*	0,00	0,00
Contrattisti		**0,00**	*0,00*	0,01	0,01
Near miss	(numero)	**841**	*642*	1.159	1.431
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	**255,1**	*158,8*	334,2	330,6
Dipendenti		**81,8**	*54,1*	92,1	91,6
Contrattisti		**173,3**	*104,7*	242,1	239,0

Rispetto per l'ambiente



Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di **Best Available Technology**, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua, alla riduzione di oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici.
Per Eni, **la cultura ambientale** è una leva importante per la corretta gestione delle tematiche ambientali e per questo nel 2020 ha coinvolto le proprie persone attraverso diverse iniziative tra cui la conduzione sul campo di sessioni specifiche di environmental cultural engagement, l'erogazione di "pillole" di sensibilizzazione sulla corretta gestione degli aspetti ambientali e la realizzazione di una campagna di comunicazione ambientale dedicata a tutti i dipendenti, con interventi di esperti interni ed operativi.
Al contempo, nel rinnovamento della cultura ambientale, Eni ha coinvolto direttamente i propri fornitori, le cui attività devono riflettere i valori, l'impegno e gli standard Eni. Nel 2020, è stato esteso il Patto per la sicurezza anche all'ambiente, coinvolgendo diversi fornitori che si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili attraverso l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente, i cui dati sono raccolti con specifici strumenti denominati "sicurometro" e "ambientometro".
L'impegno di Eni nel 2020 ha riguardato anche il fronte della **digitalizzazione ambientale** con particolare riferimento alla ottimizzazione dei processi tramite la realizzazione di strumenti informatici per la gestione della compliance ambientale, anche internazionale, e di modelli di valutazione tecnico-gestionali sito-specifici.
Il percorso di transizione verso un'**economia circolare** rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, che si fonda sulla revisione dei processi produttivi aziendali e della gestione dei propri asset, riducendo il prelievo di risorse naturali a favore di materiali da fonti rinnovabili, ridu-

cendo e valorizzando gli scarti (da produzione, rifiuti, emissioni, scarichi) mediante azioni di riciclo o recupero ed estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione. Al riguardo, a partire dal 2017 Eni ha avviato la realizzazione di analisi di circolarità sito-specifiche, passando da un iniziale approccio qualitativo, basato sul criterio delle 3R (Reduce, Reuse, Recycle), a valutazioni quantitative con un modello di misurazione costruito sulla base di principi riconosciuti a livello internazionale e validato da un ente terzo. Tale modello, attraverso il monitoraggio di specifici indicatori, tra i quali quelli HSE, consente sia di misurare lo stato di circolarità attuale sia l'effetto delle opportunità di miglioramento individuate, anticipando al contempo l'impostazione di future normative nazionali e internazionali in materia.

La gestione dei **rifiuti** da parte di Eni pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero, al fine di garantire il rispetto della normativa e dell'ambiente. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind che nel 2020 ha avviato un progetto di digitalizzazione per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti e ha implementato soluzioni per assicurarne la tracciabilità fino al loro corretto smaltimento/recupero finale, a fronte dell'evoluzione normativa che ha rafforzato le responsabilità delle aziende in tale ambito.

Con riferimento alla **risorsa idrica**, Eni opera una **gestione efficiente** attraverso la valutazione dell'utilizzo dell'acqua e degli impatti delle proprie attività sulle risorse idriche a vantaggio dell'ecosistema, di altri utenti e dell'organizzazione stessa. Eni, specialmente nelle aree a stress, realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, coinvolgendo anche i fornitori durante il processo di qualifica. A seguito dell'adesione al CEO Water Mandate del 2019, Eni ha avviato una serie di iniziative tra le quali, in linea con il primo degli elementi chiave del Mandato, alcuni studi per valutare opzioni per incrementare la resilienza e l'efficienza idrica dei propri asset. In termini di trasparenza, anche nel 2020, Eni ha dato riposta pubblica al questionario CDP Water Security, confermando il punteggio A- ottenuto lo scorso anno.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill**, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione, ed a seguire mitigazione, risposta e ripristino.

Nell'ambito della prevenzione, in Italia sulla rete oleodotti del Centro Olio Val D'Agri, è stata completata su due dorsali l'installazione della tecnologia e-VPMS® (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System[27] – Brevetto proprietario) che ha tra l'altro ottenuto il riconoscimento di Conformità al Piano Industria 4.0[28] da parte di ente terzo, mentre in Nigeria, dove il sistema è già operativo sugli oleodotti di Kwale-Akri e Ogboinbiri-Tebidaba, è stata temporaneamente sospesa l'installazione sulla pipeline Clough Creek-Tebidaba (52 Km) a causa della pandemia e si prevede una ripianificazione nel 2021. Infine, sul fronte R&S sono proseguite le sperimentazioni di varie tecnologie, tra cui quelle di monitoraggio dell'integrità delle pipeline e dei serbatoi e di early warning per rischi idrici e di inquinamento, sia su asset upstream che downstream. Inoltre, sulla rete retail in Italia, è continuata la sostituzione dei serbatoi interrati mono-parete con nuovi serbatoi a doppia parete oppure la resinatura, il cui completamento è previsto nel corso del 2021.

Nell'ambito della preparazione, per minimizzare i tempi di intervento, è proseguita sulla rete degli oleodotti in Italia un'analisi della pericolosità di eventi naturali, quali frane ed esondazione fiumi, al fine di identificare le tratte critiche e le conseguenti priorità per interventi di difesa.

Nell'ambito del recupero sostenibile dei luoghi che sono stati oggetto di effrazioni, si stanno effettuando interventi di bonifica anche attraverso una tecnologia che ricorre all'utilizzo di specie vegetali (phytoremediation). Infine, sono proseguite le collaborazioni con IPIECA e IOGP[29] al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practice e di iniziative regionali quali ad esempio la GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa[30] e l'OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative[31], congiuntamente alle autorità locali.

L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni ha adottato un modello di gestione specifico sul tema BES che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES[32] si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB)[33] e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come

(27) e-VPMS® è una tecnologia di rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso.
(28) Il Piano Industria 4.0, inserito nella Legge di Bilancio 2017, è uno strumento che ha l'obiettivo di supportare e incentivare gli investimenti privati funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi.
(29) IPIECA - Associazione di sostenibilità su temi ambientali e sociali del settore Oil & Gas; IOGP - Associazione dei produttori Oil & Gas upstream per la condivisione di best practice su tematiche di sostenibilità.
(30) Collaborazione tra l'Organizzazione marittima internazionale (IMO) e IPIECA per migliorare la capacità dei Paesi partner di prepararsi e rispondere alle fuoriuscite di petrolio marino.
(31) Fondata da un gruppo di aziende Oil and Gas, tra cui Eni, ha lo scopo di incoraggiare e supportare l'industria e i governi nell'adozione di capacità di risposta alle fuoriuscite di petrolio comprovate, credibili, integrate e sostenibili a livello nazionale, regionale e internazionale.
(32) Il modello di gestione BES di Eni è declinato in dettaglio nella Policy BES disponibile sul sito Eni
https://www.eni.com/assets/documents/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf
(33) Rio de Janeiro, 1992.

BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo sostenibile delle comunità locali) siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. Attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione, Eni dà priorità alle misure preventive rispetto alle correttive con l'obiettivo primario di evitare perdita netta (no net loss) di biodiversità. Il coinvolgimento attivo degli stakeholder è fondamentale per l'attuazione e il miglioramento continuo nella gestione della tematica BES e garantisce l'effettiva applicazione della Gerarchia di Mitigazione. La consultazione e la collaborazione con le comunità locali, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le loro aspettative e preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano anche le loro esigenze. Il coinvolgimento dei principali stakeholder è un processo inclusivo e trasparente che avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e continua per tutto il ciclo di vita. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Inoltre, dal 2019, Eni si è impegnata a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO[34]. Tale impegno conferma la Policy sulla biodiversità e servizi ecosistemici che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la mission aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore. Nel 2020 Eni ha aderito ai principi del "Together with Nature", impegnandosi, oltre a riconoscere lo stretto legame tra cambiamento climatico e perdita di biodiversità, a ridurre al minimo i rischi e massimizzare gli sforzi per la protezione e la conservazione degli ecosistemi esistenti, attraverso l'applicazione di soluzioni basate sulla natura (*Nature-based Solutions*), fondate su rigorosi principi ecologici.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 i prelievi di **acqua** di mare sono aumentati complessivamente del 10%, principalmente per l'incremento registrato presso l'impianto petrolchimico di Priolo (dove l'attività è ripresa dopo la fermata per manutenzione del 2019 e dove, a partire dal secondo semestre 2020, si è proceduto ad effettuare prove di funzionalità sulla rete acqua mare con incremento dei relativi prelievi). Sull'aumento dei prelievi di acqua mare hanno inoltre influito le attività upstream di start up in Angola. L'incremento dei prelievi di acqua mare è stato in parte compensato dalla minore quantità di materie prime lavorate presso la raffineria di Taranto (-8 Mm^3). I prelievi di acque dolci, pari a circa il 7% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre il 70% al settore R&MeC, hanno registrato un calo dell'11%. Il trend è riconducibile alla riduzione dei prelievi di acque superficiali di oltre 19 Mm^3 presso il petrolchimico di Mantova dovuto sia alla cessazione delle attività di manutenzione del 2019 sia alle attività di sensibilizzazione e controllo delle singole utenze messe in campo dal sito nel corso del 2020. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci è salita al 91% rispetto all'89% del 2019. La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P si è attestata al 53%, in diminuzione rispetto al 2019 (in cui è stata pari al 58%) a causa delle fermate in Libia, dei malfunzionamenti ai sistemi di reiniezione dei campi di Loango e Zatchi in Congo e del campo di Ebocha in Nigeria (con difficoltà nell'eseguire attività di manutenzione a causa del ridotto presidio di personale per l'emergenza COVID-19) nonché dell'uscita dal dominio di consolidamento di Eni Ecuador che registrava performance particolarmente elevate in termini di percentuali di reiniezione. Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici[35] e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino l'1,5% dei prelievi idrici totali di Eni. Nel 2020, in particolare, Eni ha prelevato 113 milioni di metri cubi (Mm^3) di acqua dolce, di cui 26,5 Mm^3 da aree a stress idrico (11,8 Mm^3 da acque superficiali, 5,4 Mm^3 da acque sotterranee, 4,6 Mm^3 da terze parti, 3,2 Mm^3 da acquedotto e 1,5 Mm^3 da TAF). L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 20,7 Mm^3. Nel 2020, Eni ha scaricato 93,6 milioni di metri cubi di acqua dolce, di cui 18,3 Mm^3 in aree a stress idrico (pari al 20%).
I barili sversati a seguito di **oil spill** operativi sono diminuiti del 7% rispetto al 2019. Tra gli eventi più significativi si segnalano uno sversamento in Nigeria di quasi 300 barili presso il Terminale di Brass (quasi tutti recuperati) e uno spill di 63 barili presso lo stabilimento petrolchimico di Brindisi (quantità completamente recuperata). Complessivamente è stato recuperato il 64% dei volumi di spill operativi. Il 73% dei barili sversati è riconducibile alle attività in Nigeria. Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2020, si è registrata una diminuzione sia del numero di spill sia delle quantità sversate. Il 76% dei volumi sversati hanno riguar-

(34) Siti Naturali iscritti alla Lista Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO alla data del 31 maggio 2019. Per approfondimenti si rimanda al sito Eni: https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2019/10/eni-si-impegna-a-non-svolgere-attivita-di-esplorazione-e-sviluppo-nei-siti-naturali-del-patrimonio-mondiale-dellunesco.html
(35) Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - www.wri.org) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

dato le attività upstream in Nigeria, dove le quantità spillate si sono ridotte del 29% rispetto al 2019. In Egitto sono stati registrati due eventi, di cui uno ha causato lo sversamento di 1.000 barili da una linea di greggio nel deserto (70% già recuperato). In Italia è stata registrata un'effrazione all'oleodotto Genova-Ferrera Erbognone presso Novi Ligure, che ha causato lo sversamento di circa 400 barili di greggio. Complessivamente è stato recuperato il 46% dei volumi di oil spill da sabotaggio. I volumi sversati a seguito di chemical spill sono principalmente riconducibili alle attività upstream in Regno Unito e USA.

I **rifiuti** da attività produttive generati da Eni nel 2020 sono diminuiti del 19% rispetto al 2019, per il calo sia dei rifiuti non pericolosi (pari al 76% del totale) che dei pericolosi. La diminuzione dei rifiuti non pericolosi è legata principalmente al settore E&P, dove sono state generate oltre 350.000 tonnellate in meno rispetto al 2019 a causa del rallentamento delle attività a seguito dell'emergenza COVID-19 e a seguito della cessazione delle attività di Construction presso Zohr (Egitto). La riduzione dei rifiuti pericolosi è riconducibile sia al settore E&P (per le ridotte attività di perforazione che hanno avuto luogo in Nigeria e Kazakhstan) sia al settore R&MeC, dove le raffinerie di Taranto e Sannazzaro hanno registrato un sensibile calo della produzione di rifiuti per il rallentamento delle attività operative a seguito dall'emergenza sanitaria. La quota Eni di rifiuti recuperati e riciclati nel 2020 è stata pari al 13% dei rifiuti totali smaltiti[36], in aumento rispetto al 2019 grazie all'incremento dei rifiuti non pericolosi recuperati sia presso il settore E&P (Distretto Centro Meridionale) sia presso il settore R&MeC (raffinerie di Gela e Taranto). Nel 2020 sono state generate complessivamente 4,2 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per il 73% da acque di falda trattate da impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente. Sono stati spesi €411 milioni in attività di bonifica.

Le **emissioni di inquinanti** in atmosfera sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di ossidi di zolfo (SO_x) che sono lievemente aumentate rispetto al 2019 (+0,1%), in particolare per le attività upstream dove è stata aggiornata la composizione del gas inviato alle torce di emergenza presso il Centro Olio Val d'Agri, gas che ha una maggiore percentuale di acido solfidrico (H_2S).

Nel 2020, Eni ha aggiornato la valutazione dell'esposizione al rischio **biodiversità** ai siti operativi di R&M, Versalis, EniPower e alle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore upstream, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette[37] o di siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA)[38]. L'analisi della mappatura dei siti operativi di R&M, Versalis e EniPower ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 11 siti, tutti ubicati in Italia; ulteriori 18 siti in 7 Paesi (Italia, Austria, Ungheria, Francia, Germania, Svizzera e Regno Unito) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore upstream, 74 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, di cui 30, localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito), hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. Il numero di siti e concessioni in sovrapposizione alle aree protette/KBA è in linea con i risultati del 2019. In più nel 2020 è stata eseguita un'analoga mappatura per gli oleodotti R&M in esercizio in Italia che ha evidenziato che circa il 10% della lunghezza totale degli oleodotti attraversa (sotto superficie) aree protette e KBA, rispettivamente per tratti di lunghezza totale di 118 km e 146 km. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000[39] che ha un'estesa dislocazione sui territori europei. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dall'UNESCO (WHS)[40]; un solo sito upstream[41] è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta.

(36) Nel dettaglio, nel 2020 il 10% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 4% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 29% è stato incenerito, il 2% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 55% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, il 14% è stato recuperato/riciclato, il 50% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 3% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 33% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).
(37) Fonte: World Database of Protected Areas.
(38) Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas. Le KBA (Key Biodiversity Areas) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi, 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.
(39) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della direttiva 79/409/CEE del 2 Aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".
(40) WHS, World Heritage Site.
(41) Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Prelievi idrici totali[a]	(milioni di metri cubi)	**1.723**	*1.683*	1.597	1.776
di cui: acqua di mare		**1.599**	*1.580*	1.451	1.640
di cui: acqua dolce		**113**	*101*	128	117
di cui: prelevata da acque superficiali		**71**	*62*	90	81
di cui: prelevata da sottosuolo		**21**	*18*	20	19
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		**7**	*6*	8	6
di cui: acqua da TAF[b] utilizzata nel ciclo produttivo		**4**	*4*	3	4
di cui: risorse idriche di terze parti[c]		**10**	*10*	6	6
di cui: prelevata da altri stream[d]		**0**	*0*	1	1
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		**11**	*2*	18	19
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	**91**	*92*	89	87
Acqua di formazione reiniettata		**53**	*33*	58	60
Scarico idrico totale[e]	(milioni di metri cubi)	**1.583**	*1.580*	1.432	1.668
di cui: in mare		**1.501**	*1.501*	1.334	1.576
di cui: in acque superficiali		**67**	*67*	79	72
di cui: in rete fognaria		**11**	*10*	14	15
di cui: ceduto a terzi[f]		**4**	*2*	5	5
Oil spill operativi[g]					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**46**	*29*	67	72
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**958**	*780*	1.033	2.665
Oil spill da sabotaggi (compresi furti)[g]					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**109**	*107*	140	101
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**5.831**	*4.826*	6.232	4.022
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	**24**	*24*	21	34
Volumi di chemical spill	(barili)	**3**	*3*	4	61
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	**1,8**	*1,5*	2,2	2,6
di cui: pericolosi		**0,4**	*0,3*	0,5	0,3
di cui: non pericolosi		**1,4**	*1,2*	1,7	2,3
Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO_2eq.)	**51,7**	*31,2*	52,0	53,1
Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO_2eq.)	**15,3**	*4,8*	15,2	16,5
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	**21,4**	*10,8*	24,1	23,1
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		**1,3**	*0,6*	1,4	1,5

(a) Inoltre, si segnala che le acque di produzione nel 2020 sono state pari a 57,4 Mm^3.
(b) TAF: Trattamento acque di falda.
(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.
(d) Anche ai fini di una maggiore aderenza alle richieste dello standard "GRI 303: Water and effluents 2018" adottato da Eni a partire da quest'anno, il dato relativo alle risorse idriche di terze parti viene riportato separatamente, a differenza di quanto avveniva nelle edizioni precedenti dove confluiva nel "di cui: prelevata da altri stream".
(e) Si segnala che nel 2020 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 30,5 Mm^3. Del totale degli scarichi idrici il 6% è acqua dolce.
(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.
(g) Il dato 2019 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione della DNF 2019. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2020.

NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE CON SITI OPERATIVI R&M, VERSALIS, ENIPOWER E CONCESSIONI UPSTREAM[a]

		SITI OPERATIVI R&M, Versalis, Enipower						Concessioni Upstream		
		In sovrapposizione a siti operativi			Adiacente a siti operativi (<1km)[b]			Con attività operativa nell'area di sovrapposizione		
		2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Siti operativi/Concessioni Eni[c]	(numero)	11	11	n.d.	18	15	n.d.	30	31	27
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	n.d.	0	0	n.d.	0	0	0
Natura 2000		5	5	n.d.	19	21	n.d.	16	15	15
IUCN[d]		4	4	n.d.	13	11	n.d.	2	3	3
Ramsar[e]		0	0	n.d.	3	3	n.d.	3	2	2
Altre Aree Protette		2	2	n.d.	8	3	n.d.	11	12	7
KBA		5	6	n.d.	8	11	n.d.	12	13	12

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 5 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&M, anch'esso appartenente a società operata. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni upstream al 30 giugno di ogni anno di riferimento.
(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.
(c) Un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.
(d) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.
(e) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

Diritti umani

Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani approvata nel dicembre 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno e su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)[42] e perseguendo un'ottica di miglioramento continuo. Questi aspetti sono descritti all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights, pubblicato per la prima volta nel dicembre 2019 ed aggiornato nel corso del 2020[43], in cui si fornisce una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato da Eni sul tema e delle attività portate avanti negli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati.
I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Nel 2020 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno e ha analizzato il risultato conseguito nella quarta edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), in cui Eni ha confermato la propria leadership, classificandosi come prima ex aequo con una sola altra società tra le 199 valutate.
Nel 2020 Eni ha ulteriormente rafforzato il processo di attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i primi riporti dell'AD e agli altri livelli manageriali. Inoltre, Eni ha adottato una nuova procedura interna che delinea il processo di due diligence sui diritti umani come richiesto dagli UNGP ed ha aggiornato il proprio Codice Etico.
Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sui diritti umani avviato nel 2016, nel 2020 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sul tema e di migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.
Inoltre, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di segnalazioni, anche relative ai diritti umani, inviate o trasmesse da stakeholder, persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima.
L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGPs – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui la società opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni

(42) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP).
(43) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/eni-report-human-rights.pdf

sono 13, raggruppati in 4 categorie: diritti umani (i) **nel posto di lavoro** (si veda capitolo Persone); (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner); (iv) nei servizi di security.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali, al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. In coerenza con l'evoluzione a favore di una just transition e del suo impegno per la decarbonizzazione, nel 2020 Eni ha inoltre condotto un assessment di approfondimento per le attività del business Energy Evolution, volto a identificare le tematiche maggiormente rilevanti sui diritti umani nei progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, a seguito del quale è stato predisposto uno specifico piano di azione.

In alcuni Paesi, quali la Norvegia, l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. Nel corso del 2020 Eni ha approvato e pubblicato una Policy dedicata alle Popolazioni Indigene in Alaska[44], riferita alle attività di business svolte dalla società Eni US Operating in quell'area.

Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** viene garantito attraverso l'adozione di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo Fornitori).

Nel 2020 è stato pubblicato il Codice di Condotta Fornitori che declina i principi contenuti nel Codice Etico verso i fornitori cui ne è richiesta la sottoscrizione in fase di qualifica o assegnazione dei contratti, impegnandosi a rispettare i valori di Eni e a riconoscere e tutelare il valore delle persone e prevenire ogni tipo di discriminazione.

Per supportare la due diligence sui diritti umani, Eni ha inoltre introdotto un nuovo modello risk-based per segmentare i fornitori qualificati secondo un potenziale rischio di violazione diritti umani in considerazione dei rischi Paese e merceologico. La valutazione di tali rischi si basa sull'applicazione di una metodologia oggettiva e trasparente, che prevede la classificazione non solo del contesto geografico ma anche la valutazione delle peculiarità dell'attività svolta, avvalendosi di informazioni verificate durante il processo di qualifica, che ha accertato sia la complessità (ad esempio competenze richieste, forza lavoro impiegata, attrezzature e materiali impiegati) sia la rilevanza in termini HSE del settore merceologico di riferimento. I fornitori valutati in ambito diritti umani svolgono attività direttamente correlate ai fabbisogni di Eni, di tipo sia industriale (tra cui montaggi elettrici e strumentali) sia civile (tra cui servizi di pulizia). Il modello consente di applicare presidi di controllo differenziati sulla base del livello di rischio, utilizzando criteri ispirati a standard internazionali, come ad esempio lo standard SA 8000.

Ulteriori azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite rispettivamente nel "Slavery and Human Trafficking Statement"[45] e nella Posizione sui "Conflict minerals"[46].

Con riferimento ai Business Partner nei contratti upstream, Eni adotta clausole ad hoc per il rispetto dei diritti umani.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights cui Eni ha aderito nel 2020. Nel maggio 2020 Eni è stata ammessa come "Engaged Corporate Participant" alla Voluntary Principles Initiative (VPI), l'iniziativa multistakeholder dedicata al rispetto dei diritti umani nella gestione delle operazioni di Security che coinvolge governi, imprese e ONG. In linea con il suo impegno, Eni ha progettato un insieme coerente di regole e strumenti per garantire che: (i) i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (ii) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati, tra gli altri, in base a criteri afferenti i diritti umani, (iii) gli operatori e i supervisori della sicurezza ricevano formazione adeguata sul rispetto dei diritti umani; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali. Inoltre, nel 2020 Eni ha dato avvio al modello di "human rights due diligence", volto a identificare il rischio di impatto negativo sui diritti umani in relazione alle attività di security e a valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione. Al riguardo, è stato redatto il piano d'azione "Security & Human Rights" che ha previsto: i) il campionamento dei contratti di vigilanza in essere nei primi 10 Paesi risultanti dal risk-based model, al fine di verificare la presenza o meno al loro interno delle clausole sui diritti umani; ii) la verifica dell'allocazione/utilizzo di beni e servizi di security messi a disposizione delle forze di sicurezza, pubblica e privata, che operano presso i siti di Eni Pakistan; iii) la realizzazione del workshop di formazione e informazione in materia di "Security & Human Rights" in Angola.

(44) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/indigenous-peoples-policy-1dec2020-final.pdf.
(45) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.
(46) In adempimento alla normativa della US SEC.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 è proseguita la formazione obbligatoria per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities", "Human Rights in the Workplace" e "Human Rights in the Supply Chain" che ha raggiunto un completamento del 99% rispetto alle iscrizioni. Inoltre, è continuata l'erogazione per tutta la popolazione Eni su base volontaria, dei percorsi di sostenibilità e diritti umani: "Sostenibilità in tema di stakeholder, reporting e diritti umani", "Sostenibilità e integrazione con il business", "SDGs" e il nuovo "SDGs Follow Up: L'Agenda 2030"; tenendo conto delle due tipologie di fruizione la percentuale complessiva è pari al 92%.
Nel 2020 è stata inoltre riconfermata l'erogazione del corso e-learning "Security & Human Rights", rivolto alla popolazione target della famiglia professionale Security (quadri e dirigenti). L'e-learning è stato realizzato in tre lingue (italiano, inglese e francese), al fine di ampliarne la fruibilità. Anche grazie al corso sopra menzionato, la percentuale di personale appartenente alla famiglia professionale formato in tema di diritti umani si è attestata al 91%.
Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. Nel 2020, la sessione formativa è stata realizzata in Angola e ha visto la partecipazione in presenza di 32 rappresentanti delle forze di sicurezza[47].
Sebbene nel 2020 non siano stati avviati nuovi "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) a causa dell'emergenza, è proseguita la realizzazione delle azioni previste dai Piani di Azione relativi alle analisi di impatto sui diritti umani, svolte nel corso del 2019 e del 2018 sullo sviluppo dell'Area 1 in Messico e sullo sviluppo dell'Area 4 in Mozambico. Inoltre, nel 2020 Eni ha pubblicato un Report[48] sul completamento del Piano di Azione riferito al progetto Cabinda Nord in Angola ed un Report[49] sull'avanzamento del Piano di Azione riferito al citato progetto di sviluppo dell'Area 1 in Messico.
Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2020 è stata completata l'istruttoria su 73 fascicoli[50], di cui 25[51] includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 28 asserzioni con i seguenti esiti: per 11 di esse sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere; (ii) azioni verso partner commerciali/fornitori; (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 16 fascicoli, in 6 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	**33.112**	25.845	10.653
In classe		**260**	108	164
Distance		**32.852**	25.737	10.489
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[(a)]	(%)	**92**	97	91
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[(b)]	(numero)	**32**	696	73
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani[(c)]	(%)	**91**	92	96
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		**97**	97	90
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti il rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno	(numero)	**25 (28)**	20 (26)	31 (34)
Asserzioni fondate		**11**	7	9
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		**9**	8	9
Asserzioni non fondate/not applicable[(d)]		**8**	11	16

(a) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.
(b) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.
(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. Il dato 2020 viene calcolato considerando solo i dipendenti Eni, a differenza del dato 2019 che include anche i contrattisti.
(d) Sono classificate come tali le segnalazioni/asserzioni in cui i fatti segnalati: i) coincidono con l'oggetto del pre-contenzioso, contenzioso e indagine; ii) non sono qualificabili come Segnalazioni Circostanziate Verificabili non ritenendo pertanto possibile avviare la fase di accertamento; iii) Circostanziati Verificabili per i quali, alla luce degli esiti delle verifiche preliminari condotte, non si valuta necessario l'avvio della successiva fase di accertamento.

(47) All'evento hanno preso parte, in presenza o da remoto, altre 100 persone circa, tra cui il management e dipendenti di Eni, appartenenti ad altre oil companies e ONG.
(48) https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/human-rights/HRA-Action-Plan-Cabinda-Centrum-summary-report-December-2020.pdf.
(49) https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/human-rights/Eni-Mexico-Summary-report-on-the-implementation-of-Human-Rights-Action-Plan-Area-1-update-2019-2020.pdf.
(50) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.
(51) Tutti relativi a società consolidate con il metodo integrale.

Fornitori

Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutarne la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, tecnico-operativa, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani e cyber security. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del processo di procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnico-operativa, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori con cui si assumono l'impegno a riconoscere e tutelare il valore delle persone e prevenire ogni tipo di discriminazione; (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento o, qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare. Nel corso del 2020 Eni ha avviato l'iniziativa Just (Join Us in a Sustainable Transition), finalizzata a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica equa e sostenibile, valorizzando gli aspetti di tutela ambientale, sviluppo economico e crescita sociale. In particolare, Eni ha: (i) ha esteso a tutti i processi di qualifica una valutazione relativa al rispetto dei diritti umani; (ii) avviato l'osservatorio "Transizione Sostenibile e Supply Chain" per raccogliere le esperienze di sostenibilità dei fornitori; (iii) introdotto criteri di sostenibilità e meccanismi premianti in gara per favorire le best practice dei fornitori; (iv) avviato un workshop sperimentale con società qualificate appartenenti al settore del trattamento chimico, fisico, biologico dei rifiuti liquidi per favorire l'adozione di modelli di economia circolare e/o iniziative di sostenibilità; (v) supportato l'iniziativa JUST attraverso interventi di comunicazione esterna ed interna, veicolando i principali obiettivi attraverso eniSpace, la piattaforma di collaborazione e comunicazione tra Eni e il mercato della fornitura, con la finalità di ribadire l'impegno di Eni nei confronti della sostenibilità della sua supply chain. Eni ha inoltre avviato lo sviluppo, in collaborazione con Boston Consulting Group (BCG) e Google Cloud, di Open-es, una piattaforma digitale aperta e dedicata a tutti i fornitori del settore energetico con l'obiettivo di mettere a fattor comune e valorizzare informazioni, best practice e modelli di sostenibilità lungo la filiera e incentivare l'intera catena di fornitura verso la transizione energetica del settore. Infine, nell'ambito dell'**emergenza sanitaria COVID-19**, Eni ha istituito una task force per garantire la continuità, in sicurezza, delle attività dei contrattisti ed assicurare al contempo la resilienza della catena di fornitura durante la crisi, in modo da poter garantire un riavvio, a valle della situazione emergenziale, sicuro e tempestivo. Tra le misure attivate vi sono: (i) la rinegoziazione dei contratti, ricercando vantaggi reciproci quali l'estensione della loro durata a fronte di maggiore flessibilità ed efficienza e identificando forme contrattuali in grado di sostenere, ove possibile, i livelli occupazionali; (ii) misure a tutela dei fornitori a maggior rischio finanziario ad esempio ribilanciando i termini di pagamento; (iii) strategie di gara per favorire l'apertura del mercato anche alle piccole e medie imprese oppure, laddove non praticabile, favorendo joint venture tra piccole/medie imprese.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2020, 5.655 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). Per il 15% dei fornitori oggetto di verifica (pari a 828) sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento. Di questi, solo una quota parte, pari a 124, ha ricevuto una valutazione negativa in fase di qualifica oppure è stata oggetto di un nuovo provvedimento ostativo (stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica) o di una conferma dello stato ostativo preesistente. Le criticità rilevate (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights sono riconducibili a tematiche HSE o a violazioni di diritti umani, ad esempio norme salute e sicurezza, violazione del Codice Etico, corruzione, eco-reati.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	**5.655**	5.906	5.184
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		**828**	898	1.008
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		**124**	96	95
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	**100**	100	100

Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale

A dimostrazione dell'impegno a favore dei 10 Principi delle Nazioni Unite per il **business responsabile**, nel 2020 Eni è stata confermata nel Global Compact LEAD. Tali principi, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. Inoltre, a partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corruttive.
Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA[52], tutti gli strumenti normativi **anti-corruzione** emessi da Eni SpA. Inoltre, le società e gli enti in cui detiene una partecipazione non di controllo sono incoraggiati a rispettare gli standard definiti nella normativa interna anti-corruzione, adottando e mantenendo un adeguato sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti stabiliti dalle leggi in materia.
Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per il mantenimento di detta certificazione Eni è sottoposta ciclicamente ad audit di sorveglianza e ricertificazione che si sono sempre conclusi con esito positivo. In aggiunta, per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni, attraverso l'unità anti-corruzione, supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (c.d. "due diligence"), alla gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e all'elaborazione dei relativi presidi contrattuali. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel corpo normativo anti-corruzione di Eni. Le principali attività anti-corruzione e l'informativa sugli strumenti normativi relativi emessi nel periodo di riferimento sono oggetto di relazioni periodiche indirizzate agli organi di controllo interno e al Chief Financial Officer di Eni.
Eni realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni in funzione di specifici driver di rischiosità di corruzione come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Sono inoltre proseguite le attività di informazione e aggiornamento periodico attraverso l'elaborazione di brevi pillole informative di compliance, ivi inclusi eventuali temi anti-corruzione.
Nel 2020, in occasione del loro insediamento, ai membri del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA sono stati illustrati a fini formativi gli elementi chiave del Compliance Program Anti-Corruzione anche in termini di coerenza di quest'ultimo rispetto alle best practice internazionali.
Inoltre, è proseguito anche il programma di formazione anti-corruzione per alcune categorie di terze parti di Eni con l'obiettivo di sensibilizzarli sul tema della corruzione e in particolare su come riconoscere un comportamento corruttivo e come prevenire la violazione delle leggi anti-corruzione nell'ambito della loro attività professionale.
L'esperienza di Eni in materia anti-corruzione matura anche attraverso la continua partecipazione a convegni eventi e gruppi di lavoro internazionali che rappresentano per Eni strumento di crescita e di promozione e diffusione dei propri valori. Al riguardo, si segnala, nel 2020, la partecipazione attiva di Eni nell'ambito del Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum e dell'Oil & Gas ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas).
Per valutare l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione, nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sulle attività rilevanti, con interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.
Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla normativa italiana in materia (L.179/2017), che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, da Eni e dalle società controllate in Italia e all'estero. Tale normativa consente a dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere, idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili, disponibili sul sito eni.com.

(52) O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

La **strategia fiscale** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della società[53], si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"[54] ed ha come primo obiettivo l'assolvimento delle imposte nei diversi Paesi di attività nella consapevolezza di poter contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale.
Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting).
Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance).
A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale.
In conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è far dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo[55]. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI[56].
Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione pubblica sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli Stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione d'idrocarburi.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2020 sono stati svolti, in 21 Paesi, 31 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione confermando nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.
Nel 2020 i casi di corruzione accertati[57] relativi ad Eni SpA sono pari a 0; per i procedimenti in corso si veda la sezione "Contenziosi" da pagina 276 in poi.
A partire da marzo 2020, a causa dell'emergenza legata al COVID-19, gli eventi formativi pianificati in aula sono stati effettuati in modalità distance. Inoltre, nel 2020 è proseguita la formazione online sui temi anti-corruzione secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019 rivolta a tutta la popolazione aziendale.
Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Kazakhstan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le controllate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione[(a)]	(numero)	**31**	*31*	27	32
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	**3.388**	*3.276*	13.886	951
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		**3.769**	*3.694*	9.461	1.950
Workshop generale		**904**	*832*	1.237	1.765
Job specific training		**568**	*539*	1.108	1.461
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	**9**	*9*	9	8

(a) I dati del 2018 si riferiscono alle sole società consolidate integralmente.

(53) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf.
(54) Si veda: https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf.
(55) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country-by-Country Report pubblicato nel novembre 2020 relativo all'anno 2019: https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2019/Country-by-Country-2019-ITA.pdf.
(56) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil and Gas nella reportistica Country-by-Country (per maggiori informazioni si veda: https://eiti.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency).
(57) Tale dato include gli accertamenti effettuati su eventuali segnalazioni.

ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE



Una leva del modello di business di Eni è rappresentata dalla promozione dello sviluppo locale, attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi in cui Eni è presente, destinando al mercato locale la produzione di gas e favorendo l'accesso all'elettricità, insieme ad un'ampia serie di iniziative di sviluppo socio-economico in linea con gli obiettivi di sviluppo dei Paesi stessi. La diffusione imprevedibile e rapida della pandemia ha destabilizzato i sistemi sanitari, sociali ed economici in tutto il mondo, ma allo stesso tempo ha mostrato come di fronte alle grandi sfide non si possa che unire le forze, agire insieme, valorizzando i fattori in comune con i diversi partner impegnati nelle aree di interesse: dalle Organizzazioni Internazionali alle Banche di sviluppo, dalle Istituzioni Nazionali al settore privato, dalle Università ai Centri di Ricerca, dagli Enti di Cooperazione alle Organizzazioni della Società Civile presenti nei territori in cui Eni opera, con l'obiettivo comune di favorire uno sviluppo sostenibile locale nell'innato rispetto della dignità di ogni persona. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, dal momento dell'acquisizione delle licenze fino al decommission, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (**Local Development Programme - LDP**) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDCs), prevedono cinque linee di azione:

- **Progetti di sviluppo locale:** contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali) e alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua ed ai servizi igienici e al supporto dei servizi/sistemi sanitari, oltre al miglioramento dello stato di salute dei gruppi vulnerabili;
- **Local Content:** generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo;
- **Land management:** gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali;
- **Stakeholder engagement:** valorizzazione della relazione con gli stakeholder che si fonda sulla condivisione di valori, sulla reciproca comprensione e attenzione;
- **Human Rights:** valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite Human Rights Impact Assessment, definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGP) e promozione dei diritti umani mediante i Progetti di sviluppo locale sopra richiamati.

La definizione di Local Development Programme implica l'impegno di Eni in prima linea sul campo e al fianco degli altri attori di sviluppo per contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi. In questa direzione si muovono molte delle partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e – più in generale – della cooperazione allo sviluppo, come ad esempio gli accordi siglati nel 2020: in Ghana con l'ufficio locale della World Bank e la Ghana Alliance for Clean Cookstoves and Fuels (GHACCO) per migliorare i sistemi di cottura e ridurre lo sfruttamento delle foreste, in Angola con USAID[58] nell'ambito della diversificazione economica con un focus sull'*empowerment* femminile, in Kenya con la Fondazione E4Impact per lo sviluppo dell'imprenditorialità locale. Inoltre, nel 2020 sono stati sottoscritti accordi di cooperazione con alcune Organizzazioni della Società Civile come AMREF, AVSI, CUAMM e VIS[59].

Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti a livello internazionale, Eni ha sviluppato:

- strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di

(58) Agenzia degli Stati Uniti per lo Sviluppo Internazionale.
(59) Organizzazioni della Società Civile riconosciute come organizzazioni internazionali di cooperazione allo sviluppo leader in ambiti come accesso all'energia, diversificazione economica, educazione, accesso all'acqua e servizi igienici, tutela del territorio, salute delle comunità.

riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale, come ad esempio la Social Context analysis – anche in base al global Multidimensional Poverty Index (MPI) sviluppato da UNDP (United Nations Development Programme) e Oxford University – e gli Human Rights Impact Assessment - (HRIA);

- strumenti gestionali per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti, tra cui Stakeholder Management System - SMS, Logical Framework Approach - LFA e Monitoring, Evaluation and Learning - MEL;
- strumenti di valutazione di impatto, utili a valorizzare i benefici diretti, indiretti e indotti generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione, come ad esempio Eni Local Content Evaluation - ELCE e Eni Impact Tool[60];
- analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere upstream, che nel 2020, è risultata pari a circa il 38% dello speso totale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €96,1[61] milioni (quota Eni), di cui circa il 96% nell'ambito delle attività upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €44,2 milioni, di cui €36,6 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture in particolare edifici scolastici. In Asia sono stati spesi circa €28,2 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture. In Italia sono stati spesi €16,9 milioni. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €41,8 milioni, di cui €20,8 milioni in Asia, €16,3 milioni in Africa, €4,4 milioni in America Centro-Meridionale. Tra i principali progetti realizzati nel 2020 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso all'acqua attraverso desalinizzatori in Iraq e pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici nel nord-est della Nigeria; (ii) l'accesso all'elettricità in Libia e in Nigeria; (iii) la diversificazione economica sia nel settore agricolo in Congo e Nigeria sia per supportare l'imprenditoria locale e giovanile in Nigeria e Ghana; (iv) l'accesso all'educazione con attività sia per gli studenti che per i formatori in Angola, Mozambico, Ghana, Iraq e Messico. Nell'ambito degli interventi attuati in risposta alle esigenze sanitarie delle popolazioni dei Paesi in cui è presente, nel 2020, Eni ha sostenuto 22 iniziative contro la pandemia COVID-19, in 14 Paesi esteri, rivolte in particolare ai gruppi vulnerabili locali, ospedali, istituzioni sanitarie e ministeri della salute, fornendo: ventilatori e respiratori; apparecchiature per terapia intensiva e altre apparecchiature mediche; dispositivi di protezione individuale. Inoltre, il piano di risposta all'emergenza ha previsto: (i) l'implementazione di campagne di sensibilizzazione comunitaria e azioni di "community engagement" volte a prevenire la diffusione del virus; (ii) creazione di punti di accesso e distribuzione di acqua sicura dotati di sapone per il lavaggio delle mani; (iii) misure di protezione sociale e assistenza alimentare come la distribuzione di pasti per famiglie, gruppi vulnerabili e mense scolastiche; (iv) misure di supporto al sistema educativo attraverso la creazione di spazi di apprendimento diffusi e la distribuzione di materiale didattico. Oltre al supporto per combattere la pandemia, Eni ha realizzato 29 iniziative in 13 Paesi per miglioramento dello stato di salute delle popolazioni dei Paesi partner quale prerequisito essenziale allo sviluppo socio-economico, attraverso rinforzamento delle competenze del personale sanitario, costruzione e riabilitazione di strutture sanitarie e loro equipaggiamento, accesso all'acqua potabile, informazione, educazione e sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte.

Infine, nel 2020, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 4 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 3 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment).

Nel corso del 2020 sono stati ricevuti 107 grievance[62], di cui il 53% sono stati risolti e chiusi. I reclami hanno riguardato principalmente: la gestione degli aspetti ambientali, sviluppo dell'occupazione, land management.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	(milioni di euro)	**96,1**	*80,4*	95,3	94,8
di cui: infrastrutture		**41,8**	*38,8*	43,4	32,4

(60) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte di investimento per le future iniziative.
(61) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2020 sono pari a €12,2 mln, di cui: €11,8 mln in Mozambico, €0,4 mln in Ghana e €0,004 mln in Kazakhstan.
(62) Reclami o lamentele sollevati da un individuo – o un gruppo di individui – relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare le tematiche rilevanti per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità, viene aggiornata l'analisi di materialità. Gli aspetti materiali ricomprendono le tematiche prioritarie per gli stakeholder rilevanti di Eni, esterni ed interni, attraverso il cosiddetto "multi-stakeholder approach" e identificano le sfide e le opportunità chiave dell'intera catena delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

Identificazione degli aspetti rilevanti

L'aggiornamento dell'analisi è stato effettuato a partire dagli aspetti materiali dello scorso anno cui sono state aggiunte le priorità segnalate dall'ESMA[63] in materia di dichiarazioni non finanziarie.

Analisi delle priorità interne ed esterne

La materialità dei temi identificati è definita sulla base delle analisi di priorità:

- della rilevanza degli stakeholder e delle relative istanze, mappate e pesate sia attraverso una piattaforma dedicata (Stakeholder Management System - SMS), che supporta la gestione delle relazioni con gli stakeholder locali, sia mediante interviste con le funzioni responsabili che intrattengono rapporti con stakeholder specifici a livello centrale su base continuativa durante l'anno attraverso incontri, consultazioni, iniziative, workshop, ecc.;
- dei rischi ESG risultanti dal processo di Risk Management Integrato (RMI), che tiene in considerazione anche le evidenze fornite da provider esterni, tra cui RepRisk[64]. Tali rischi sono valutati considerando anche potenziali impatti ambientali, sociali, su salute e sicurezza e reputazionali;
- degli elementi di scenario – definiti sulla base degli argomenti che sono stati affrontati durante le riunioni del Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) nel corso del 2020.

La combinazione di queste analisi permette di includere le tematiche prioritarie sia per gli stakeholder rilevanti sia per l'azienda stessa.

Condivisione e validazione con l'organo di governo

Il management coinvolto nel processo di reporting non finanziario ha validato gli aspetti materiali, che, a loro volta, sono stati presentati al CSS e al CdA, congiuntamente alla relativa analisi.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2020 ai quali sono stati associati gli SDG su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

I TEMI MATERIALI 2020

		SDG DI RIFERIMENTO
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050		
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO	Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e chimica verde, Soluzioni per lo stoccaggio della CO_2	7 - 9 - 12 - 13 - 15 - 17
ECCELLENZA OPERATIVA		
PERSONE	Occupazione, Diversità e Inclusione Formazione	4 - 5 - 8 - 10
SALUTE	Gestione dell'emergenza sanitaria Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	3 - 6 - 8
SICUREZZA	Sicurezza delle persone, asset integrity	3 - 8
AMBIENTE	Risorsa idrica, biodiversità, oil spill, qualità dell'aria, bonifiche e rifiuti	3 - 6 - 9 - 11 -12 - 14 - 15
DIRITTI UMANI	Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security	1 - 4 - 8 - 10 - 16 - 17
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS	Trasparenza e Lotta alla corruzione	16 - 17
ALLEANZE PER LO SVILUPPO		
ACCESSO ALL'ENERGIA	Accesso all'energia	7 - 17
SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE	Diversificazione economica; Educazione e Formazione; Accesso all'acqua e all'igiene; Salute; protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico Private Supporto per l'emergenza sanitaria	1- 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 8 - 9 - 10 - 13 - 15 - 17
LOCAL CONTENT	Business e valore aggiunto creato nei Paesi di presenza	4 - 8 - 9
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY		7 - 9 - 12 - 13 - 17

(63) ESMA, l'Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati (European Securities and Markets Authority), è l'organismo dell'UE con il compito di sorvegliare il mercato finanziario europeo ed ha rilasciato un public statement il 28 ottobre 2020 contenente anche le priorità relative alla reportistica non finanziaria.
(64) RepRisk è un provider per l'analisi di materialità dei rischi ESG relativi a società, settori, Paesi e tematiche, il cui modello di calcolo si basa sulla rilevazione e classificazione delle informazioni (i.e. "risk incidents") provenienti da media, altri stakeholder e fonti pubbliche esterne alle società.

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

Standard, linee guida e raccomandazioni. La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information, e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2020. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: (i) "Standard 403: Occupational Health and Safety", (ii) "Standard 303: Water and Effluents" – che fanno riferimento all'edizione 2018 – e (iii) "Standard 207: Tax" del 2019. Inoltre, le raccomandazioni segnalate dall'ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sono state recepite sia all'interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione, nonché il set di metriche core definite dal WEF nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" di settembre 2020.

Indicatori di performance. I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2018-2020. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2020 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l'utilizzo di specifici software aziendali.

Perimetro. Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare, per i KPI relativi a sicurezza, ambiente e clima il perimetro è costituito dalle società che hanno impatti HSE[65] e include: i) le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni e ii) le società controllate di Eni aventi un rischio HSE[66]. Relativamente alla salute, i dati considerano le società che hanno impatti salute ed includono le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, che si riferiscono alle sole società consolidate integralmente). Il perimetro dei dati relativi alla formazione anticorruzione, agli investimenti per lo sviluppo locale e al numero di Paesi in cui Eni supporta EITI è relativo alle società di bilancio in cui sono condotte tali attività. Il perimetro dei dati relativi ai fascicoli di segnalazione si riferisce ad Eni SpA e alle società controllate. Il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni. I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2020 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente. Infine, gli indicatori relativi a persone, diritti umani e fornitori si riferiscono ai dati delle società consolidate integralmente.

(65) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società non consolidate integralmente: Agiba Petroleum Co; Cardón IV SA; Costiero Gas Livorno SpA; Esacontrol SA; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Eni Gas Transport Services Srl; Eni Iran BV; Eni Ukraine Llc; EniProgetti Egypt Ltd; Groupment Sonatrach-Agip; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA - in liquidazione; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; Mozambique Rovuma Venture SpA; Oleodotto del Reno SA; OOO "Eni-Nefto"; Olèoduc du Rhone SA; Petrobel Belayim Petroleum Co; Servizi Fondo Bombole Metano SpA; Società EniPower Ferrara Srl; Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA; Tecnoesa SA; Versalis Pacific (India) Private Limited; Vår Energi AS.
(66) Sulla base della tipologia di attività svolta e della numerosità del personale impiegato, sono incluse nel perimetro di consolidamento le società controllate di Eni SpA con impatti HSE (significativi e limitati) e sono escluse quelle con impatti HSE assenti.

KPI	METODOLOGIA
CAMBIAMENTO CLIMATICO	
EMISSIONI GHG	**Scope 1:** le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO_2, CH_4 e N_2O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO_2 equivalente è 25 per il CH_4 e 298 per l'N_2O. Non comprende i contributi di emissioni di CO_2 di origine biogenica. **Scope 2:** sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno. **Scope 3:** emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni, che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil & Gas la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendiconta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO_2, CH_4 e N_2O e sono contabilizzate al 100%. → Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata. → R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati) → EniPower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano)
EFFICIENZA OPERATIVA	L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (Scope 1 e Scope 2 espresse in tonCO_2eq.) dei principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento, misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. In particolare si specifica che: → Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocaruburi e di energia elettrica; → R&M: incluse solo le raffinerie; → Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti; → EniPower:incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano. A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.
NET CARBON FOOTPRINT UPSTREAM	L'indicatore considera le Emissioni GHG Scope 1+2 delle attività di sviluppo e produzione idrocarburi operate e non operate da Eni contabilizzate su base equity (Revenue Interest) e al netto degli annullamenti di crediti forestali intervenuti nell'anno di riferimento.
NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS	L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity e al netto degli offset. A differenza delle emissioni Scope 3 (end use), che Eni rendiconta in base alla produzione upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni Scope 3 end-use associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.
NET CARBON INTENSITY	L'indicatore, contabilizzato su base equity, è espresso come rapporto tra le emissioni GHG assolute nette a ciclo di vita, (si veda Net GHG Lifecycle emissions), e il contenuto energetico dei prodotti venduti da Eni.
CAPACITÀ INSTALLATA DA RINNOVABILI	L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.
PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
RELAZIONI INDUSTRIALI	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. **Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva**: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.
ANZIANITÀ LAVORATIVA	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
ORE DI FORMAZIONE	Ore erogate ai dipendenti Eni tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distance) e attraverso attività realizzate dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.

KPI	METODOLOGIA
DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
TASSO DI TURNOVER	Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
SICUREZZA	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. **TRIR:** indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze:** infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Near miss:** evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunose o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. I pericoli principali rilevati nel 2020 in Eni riguardano: → Manovre di mezzi pesanti; → Sollevamenti di carichi; → Sistemi energizzati, in particolare attrezzature contenenti fluidi ad alta/bassa temperatura, parti elettriche esposte o parti meccaniche in movimento, quest'ultime relative a parti di attrezzature di perforazione o da taglio.
SALUTE	**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:** indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. **Casi registrabili di malattie professionali:** numero di denunce di malattia professionale. **Tipologie principali di malattie:** le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).
AMBIENTE	
RISORSA IDRICA	**Prelievi idrici:** somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo. Il limite per acqua dolce, più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 ppm), è pari a 2.000 ppm di TDS, così come previsto nella guida IPIECA/API/IOGP 2020. **Scarichi idrici:** Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento.
BIODIVERSITÀ	**Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA):** siti operativi e oleodotti R&M, Versalis e EniPower in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento). **Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA):** siti operativi R&M, Versalis e EniPower in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento). **Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette e a *Key Biodiversity Areas* (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. **Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette o *Key Biodiversity Areas* (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC. Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: → è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); → i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.
SPILL	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo. In particolare, nel 2020 i volumi sversati da spill operativo hanno impattato per il 95% suolo e per il 5% corpo idrico, quelli a causa di sabotaggio hanno impattato per il 93% suolo e per il 7% corpo idrico.

KPI	METODOLOGIA
RIFIUTI	**Rifiuti da attività produttiva:** rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. **Rifiuti da attività di bonifica:** comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.
TUTELA DELL'ARIA	**NO_x:** emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprese emissioni di NO ed NO_2, escluso N_2O. **SO_x:** emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. **NMVOC:** emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. **PST:** emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.
DIRITTI UMANI	
CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
SEGNALAZIONI	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i Diritti Umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/not applicable.
FORNITORI	
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence o sottoposti ad un processo di qualifica o oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance o comportamento commerciale o oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US e Eni Angola, Eni México S. de RL de CV e IEOC.
NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE	
COUNTRY-BY-COUNTRY REPORT	La disclosure relativa al Country-by-Country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) in linea con quanto previsto dallo standard GRI di riferimento (207-4).
FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	**E-learning** rivolto a risorse in contesto di a medio/alto rischio di corruzione. **E-learning** rivolto a risorse in contesto a basso rischio corruzione. **Workshop generale:** eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. **Job specific training:** eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali in contesto a rischio corruzione.
SVILUPPO LOCALE	
INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.
SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2020 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1)"Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una Joint Venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la Joint Venture); 2)"Metodo Valuta locale" (Angola e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3)"Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq e Nigeria): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4)"Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo e Messico): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono Ghana, Angola, UK, Iraq, Nigeria, Congo e Messico. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrata una componente di spesa rilevante rispetto al totale speso del Gruppo Eni.

CONTENT INDEX

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
PROFILO DELL'ORGANIZZAZIONE				
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 1		
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 2-3		
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, retro cover		
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 2		
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, retro cover https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance/azionisti.html		
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 2-3		
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 14-17		
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. 165-167; 184-185		
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 177		
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 210-213; 473		
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 26-31		
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
STRATEGIA				
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 8-13		
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 26-31; 122-146		Risk and opportunity oversight - Integrating risk and opportunity into business process
ETICA E INTEGRITÀ				
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 4-7; 38-39 DNF, pagg. 150; 152		Governing purpose - Setting purpose Ethical behaviour - Protected ethics advice and reporting mechanisms (si veda anche pagina 178)
GOVERNANCE				
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 32-39		
COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER				
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 167; 184		
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
PRATICHE DI REPORTING				
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 438-473 DNF, pag. 183		
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 183, 188-190		
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 182, 188-190		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 161-162; 173		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 182-183, 188-190		
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 183		
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it-IT/documentazione/2019.html		
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 183		
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it-IT/trasformazione.html		
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. 183; 187-190		
102-56	Attestazione esterna	DNF, pagg. 191-193		
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e Chimica verde, Soluzioni per lo stoccaggio della CO_2				
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2]) DNF, pagg. 152-153; 156; 182; 188		
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 29; 128-131 DNF, pagg. 156-162		
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2]) DNF, pagg. 152-153; 156-162; 182; 184; 188		Climate change - TCFD implementation
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-2	Emissioni di gas serra generate da consumi energetici (Scope 2)	DNF, pagg. 160-162; 184		Climate change - Greenhouse gas (GHG) emissions
305-3	Altre emissioni di gas serra indirette (Scope 3)	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-7	Ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x) e altre emissioni significative	DNF, pagg. 171-173; 186		
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno pagg. 152-153; 156-162; 182; 184; 188		
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 160-162; 184		
PERSONE Occupazione, Diversità e inclusione, Formazione, Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità				
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 184; 188		
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 165-167; 184		
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-166; 182; 184-185; 188		
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 165-167; 185		Employment and wealth generation - Absolute number and rate of employment
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 185; 188		
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 165-167; 185		
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 184; 188		
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 165-167; 184		Skills for the future - Training provided
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno		Dignity and equality - Pay equality Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti pag. 12
		DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 188		Dignity and equality - Wage level Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti pag. 13

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 165-167		Quality of governing body - Governance body composition
		Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari, Consiglio di Amministrazione		Dignity and equality - Diversity and inclusion
SICUREZZA Sicurezza delle persone e Asset integrity				
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-3; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori)		
		DNF, pagg. 152-153; 168-169; 182; 185; 189		Health and well being - Health and safety
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 168-169; 185		Health and well being - Health and safety
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica, Biodiversità, Oil spill, Qualità dell'aria, Bonifiche e rifiuti				
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3 ; 303-1; 303-2)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-173; 182; 185; 189		
303-3	Prelievi idrici	DNF, pagg. 171-173; 185		Freshwater availability - Water consumption and withdrawal in water stressed areas
303-4	Scarichi idirici	DNF, pagg. 171-173; 185		
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-174; 182; 185; 189		
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 171-174; 185		Nature loss - Land use and ecological sensitivity
Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-173; 182; 185-186; 189		
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pagg. 171-173; 186		
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pagg. 171-173; 185		
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-174; 182; 189		
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 276-284		
DIRITTI UMANI Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security				
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])		Dignity and equality - Risk for incidents of child, forced or compulsory labour
		DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 186; 189		
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 176; 186		
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 186; 189		
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 176; 186		
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 189		
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pag. 176		
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 152-153; 177; 182; 186; 189		
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 177; 186		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 178-179; 182; 186; 190		
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 178-179; 186; 190		Ethical behaviour - Anti-corruption
205-3	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	DNF, pag. 179		
Tax - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 207-1; 207-2; 207-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 178-179; 182; 186; 190		
207-4	Imposte: Rendicontazione Paese per Paese	DNF, pagg. 178-179; 186. Per maggiori informazioni si veda la nota 32 del Bilancio consolidato.		
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE Diversificazione economica, Educazione e formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute				
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 180-182; 186; 190		
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pagg. 181; 186		
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 182; 190		Employment and wealth generation - Financial investment contribution Nel 2020 si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €1.444 milioni e Share buybacks plus dividend payments pari a €1.968 milioni. Community and social vitality - Total tax paid Eni nel 2020 ha pagato €2.049 milioni di imposte.
201-1	Valore economico direttamente generato e distribuito	DNF, pag. 190		Employment and wealth generation - Economic contribution 1) Nel 2020, Eni ha generato un valore economico pari a €46 miliardi di cui sono stati distribuiti €41 miliardi, in particolare: 81% sono costi operativi, 7% salari e stipendi per i dipendenti, 7% pagamenti ai fornitori di capitale, 5% pagamenti alla Pubblica Amministrazione. 2) Eni nel 2020 ha ricevuto circa €84 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione, principalmente all'estero.
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 180-182; 190		
413-1	Attività di coinvolgimento delle comunità locali	DNF, pagg. 180-181		
LOCAL CONTENT				
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF[1]) DNF, pagg. 152-153; 180-182; 186; 190		
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 180-181; 186		
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY				
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 156-169; 182; 190		Innovation of better products and services - Total R&D expenses DNF, pagg. 160-162

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.
(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.

Relazione della Società di revisione

pwc

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 predisposta ex art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 marzo 2021 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti nel 2016, e aggiornati al 2019, dal GRI - Global Reporting Initiative (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuati come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono, infine, responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano-Monza-Brianza-Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Aldo Giannini 72 Tel. 080 5241221 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229601 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 26031 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34123 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 5480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albani 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37133 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

pwc

Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'International *Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio "*International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information*" (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB) per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 Revised ("*reasonable assurance engagement*") e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario inclusi nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
   - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
   - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
   - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

   Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);

pwc

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.

In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e con il personale di Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni UK Limited e Versalis SpA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

- a livello di capogruppo,
  a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
  b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati;
- per i siti di Eni SpA (Raffineria di Venezia e Distretto Centro-Settentrionale – Centro Olio Trecate), Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (Nuovo Centro Olio Gela), Eni UK Limited (Liverpool Bay Offshore Assets) e Versalis SpA (Stabilimento di Porto Marghera), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato incontri ed approfondimenti nel corso dei quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Roma, 2 aprile 2021

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore Legale)

Paolo Bersani
(Procuratore)

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili
In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2020 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 52 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2020 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Finance USA Inc;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate
Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2020.

Sedi secondarie
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio
I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00665.

Capacità installata da rinnovabili Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

Emissioni GHG Scope 1 Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 2 Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 3 Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

Greenhouse Gases (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4) e protossido di azoto (N_2O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO_2 equivalente (CO_2eq.) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Indice di efficienza operativa Eni Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.

Intensità emissiva GHG upstream Rapporto tra il 100% delle

emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

Materie prime di seconda e terza generazione Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

Net GHG Lifecycle Emissions Emissioni GHG Scope 1+2+3 contabilizzate su base equity, associate alle attività e i prodotti venduti da Eni, lungo tutta la filiera, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Footprint Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Intensity Rapporto tra Net absolute GHG lifecycle emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

Oil spill Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/under lifting Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

Plasmix Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
Production Sharing Agreement (PSA) Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Riserve Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi, il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

UN SDG Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito https://unsdg.un.org

Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi
mgl	migliaia
mld	miliardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

Bilancio consolidato 2020

1	**RELAZIONE SULLA GESTIONE**	**2**
2	**BILANCIO CONSOLIDATO**	**198**
	Schemi di bilancio	200
	Note al bilancio consolidato	208
	Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	316
	Attestazione del management	335
	Relazione della Società di revisione	336
3	**BILANCIO DI ESERCIZIO**	**344**
4	**ALLEGATI**	**436**

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2020 Totale	31.12.2020 *di cui verso parti correlate*	31.12.2019 Totale	31.12.2019 *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	9.413		5.994	
Attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.502		6.760	
Altre attività finanziarie	(16)	254	*41*	384	*60*
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	10.926	*802*	12.873	*704*
Rimanenze	(8)	3.893		4.734	
Attività per imposte sul reddito	(9)	184		192	
Altre attività	(10) (23)	2.686	*145*	3.972	*219*
		32.858		**34.909**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	53.943		62.192	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	4.643		5.349	
Attività immateriali	(13)	2.936		3.059	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	995		1.371	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(15)	6.749		9.035	
Altre partecipazioni	(15)	957		929	
Altre attività finanziarie	(16)	1.008	*766*	1.174	*911*
Attività per imposte anticipate	(22)	4.109		4.360	
Attività per imposte sul reddito	(9)	153		173	
Altre attività	(10) (23)	1.253	*74*	871	*181*
		76.746		**88.513**	
Attività destinate alla vendita	(24)	**44**		**18**	
TOTALE ATTIVITÀ		**109.648**		**123.440**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	2.882	*52*	2.452	*46*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	1.909		3.156	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	849	*54*	889	*5*
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	12.936	*2.100*	15.545	*2.663*
Passività per imposte sul reddito	(9)	243		456	
Altre passività	(10) (23)	4.872	*452*	7.146	*155*
		23.691		**29.644**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	21.895		18.910	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	4.169	*112*	4.759	*8*
Fondi per rischi e oneri	(20)	13.438		14.106	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.201		1.136	
Passività per imposte differite	(22)	5.524		4.920	
Passività per imposte sul reddito	(9)	360		454	
Altre passività	(10) (23)	1.877	*23*	1.611	*23*
		48.464		**45.896**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(24)				
TOTALE PASSIVITÀ		**72.155**		**75.540**	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		34.043		35.894	
Riserve per differenze cambio da conversione		3.895		7.209	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		4.688		1.564	
Azioni proprie		(581)		(981)	
Utile (perdita) dell'esercizio		(8.635)		148	
Totale patrimonio netto di Eni		**37.415**		**47.839**	
Interessenze di terzi		**78**		**61**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(25)	**37.493**		**47.900**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**109.648**		**123.440**	

Conto economico

(€ milioni)	Note	2020 Totale	2020 *di cui verso parti correlate*	2019 Totale	2019 *di cui verso parti correlate*	2018 Totale	2018 *di cui verso parti correlate*
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	*1.164*	69.881	*1.248*	75.822	*1.383*
Altri ricavi e proventi		960	*35*	1.160	*4*	1.116	*8*
TOTALE RICAVI	(28)	**44.947**		**71.041**		**76.938**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(33.551)	*(6.595)*	(50.874)	*(9.173)*	(55.622)	*(8.009)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(226)	*(6)*	(432)	*28*	(415)	*26*
Costo lavoro	(29)	(2.863)	*(36)*	(2.996)	*(28)*	(3.093)	*(22)*
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	(766)	*13*	287	*19*	129	*319*
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(7.304)		(8.106)		(6.988)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(3.183)		(2.188)		(866)	
Radiazioni	(11) (13)	(329)		(300)		(100)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**(3.275)**		**6.432**		**9.983**	
Proventi finanziari	(30)	3.531	*114*	3.087	*96*	3.967	*115*
Oneri finanziari	(30)	(4.958)	*(26)*	(4.079)	*(36)*	(4.663)	*(283)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(30)	31		127		32	
Strumenti finanziari derivati	(23) (30)	351		(14)		(307)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		**(1.045)**		**(879)**		**(971)**	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.733)		(88)		(68)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		75		281		1.163	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(15) (31)	**(1.658)**		**193**		**1.095**	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		**(5.978)**		**5.746**		**10.107**	
Imposte sul reddito	(32)	(2.650)		(5.591)		(5.970)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		**(8.628)**		**155**		**4.137**	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		(8.635)		148		4.126	
Interessenze di terzi		7		7		11	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		(2,42)		0,04		1,15	
- diluito		(2,42)		0,04		1,15	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Utile (perdita) dell'esercizio		**(8.628)**	**155**	**4.137**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(16)	(42)	(15)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)		(7)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	24	(3)	15
Effetto fiscale	(25)	25	5	(2)
		33	**(47)**	**(2)**
Componenti riclassificabili a conto economico				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)	(3.314)	604	1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	661	(679)	(243)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	32	(6)	(24)
Effetto fiscale	(25)	(192)	197	58
		(2.813)	**116**	**1.578**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**(2.780)**	**69**	**1.576**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		**(11.408)**	**224**	**5.713**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio di competenza Eni		(11.415)	217	5.702
Interessenze di terzi		7	7	11

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	**4.005**	**35.894**	**7.209**	**1.564**	**(981)**	**148**	**47.839**	**61**	**47.900**
Utile (perdita) dell'esercizio							**(8.635)**	**(8.635)**	**7**	**(8.628)**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				9			9		9
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				24			24		24
Componenti non riclassificabili a conto economico					**33**			**33**		**33**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			(3.313)	(1)			(3.314)		(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				469			469		469
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				32			32		32
Componenti riclassificabili a conto economico				**(3.313)**	**500**			**(2.813)**		**(2.813)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**(3.313)**	**533**		**(8.635)**	**(11.415)**	**7**	**(11.408)**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(25)		1.542				(3.078)	(1.536)		(1.536)
Acconto sul dividendo	(25)		(429)					(429)		(429)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2019			(2.930)				2.930			
Annullamento azioni proprie	(25)				(400)	400				
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate	(26)								15	15
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(25)				3.000			3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			**(1.817)**		**2.600**	**400**	**(148)**	**1.035**	**12**	**1.047**
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(25)					(25)		(25)
Altre variazioni			(9)	(1)	(9)			(19)	(2)	(21)
Altri movimenti di patrimonio netto			**(34)**	**(1)**	**(9)**			**(44)**	**(2)**	**(46)**
Saldi al 31 dicembre 2020	(25)	**4.005**	**34.043**	**3.895**	**4.688**	**(581)**	**(8.635)**	**37.415**	**78**	**37.493**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2018		**4.005**	**35.189**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**4.126**	**51.016**	**57**	**51.073**
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)			(4)					(4)		(4)
Saldi al 1° gennaio 2019		**4.005**	**35.185**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**4.126**	**51.012**	**57**	**51.069**
Utile dell'esercizio							**148**	**148**	**7**	**155**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(37)			(37)		(37)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(7)			(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				(3)			(3)		(3)
Componenti non riclassificabili a conto economico					**(47)**			**(47)**		**(47)**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			604				604		604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(482)			(482)		(482)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(6)			(6)		(6)
Componenti riclassificabili a conto economico				**604**	**(488)**			**116**		**116**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**604**	**(535)**		**148**	**217**	**7**	**224**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(25)		1.513				(2.989)	(1.476)		(1.476)
Acconto sul dividendo	(25)		(1.542)					(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo di altre società									(4)	(4)
Rimborso agli azionisti									(1)	(1)
Destinazione utile residuo 2018			1.137				(1.137)			
Acquisto azioni proprie	(25)		(400)		400	(400)		(400)		(400)
Operazioni con gli azionisti			**708**		**400**	**(400)**	**(4.126)**	**(3.418)**	**(5)**	**(3.423)**
Altri movimenti di patrimonio netto			**1**		**27**			**28**	**2**	**30**
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	**4.005**	**35.894**	**7.209**	**1.564**	**(981)**	**148**	**47.839**	**61**	**47.900**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni								
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2017	**4.005**	**34.525**	**4.818**	**1.889**	**(581)**	**3.374**	**48.030**	**49**	**48.079**
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)		245					245		245
Saldi al 1° gennaio 2018	**4.005**	**34.770**	**4.818**	**1.889**	**(581)**	**3.374**	**48.275**	**49**	**48.324**
Utile dell'esercizio						**4.126**	**4.126**	**11**	**4.137**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(17)			(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				15			15		15
Componenti non riclassificabili a conto economico				**(2)**			**(2)**		**(2)**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			1.787				1.787		1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(185)			(185)		(185)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(24)			(24)		(24)
Componenti riclassificabili a conto economico			**1.787**	**(209)**			**1.578**		**1.578**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			**1.787**	**(211)**		**4.126**	**5.702**	**11**	**5.713**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		1.441				(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo		(1.513)					(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo di altre società								(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2017		493				(493)			
Operazioni con gli azionisti		**421**				**(3.374)**	**(2.953)**	**(3)**	**(2.956)**
Altri movimenti di patrimonio netto		**(2)**		**(6)**			**(8)**		**(8)**
Saldi al 31 dicembre 2018	**4.005**	**35.189**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**4.126**	**51.016**	**57**	**51.073**

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Utile (perdita) dell'esercizio		**(8.628)**	**155**	**4.137**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(11) (12) (13)	7.304	8.106	6.988
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	3.183	2.188	866
Radiazioni	(11) (13)	329	300	100
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15) (31)	1.733	88	68
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(9)	(170)	(474)
Dividendi	(31)	(150)	(247)	(231)
Interessi attivi		(126)	(147)	(185)
Interessi passivi		877	1.027	614
Imposte sul reddito	(32)	2.650	5.591	5.970
Altre variazioni		92	(179)	(474)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(18)	366	1.632
- rimanenze		*1.054*	*(200)*	*15*
- crediti commerciali		*1.316*	*1.023*	*334*
- debiti commerciali		*(1.614)*	*(940)*	*642*
- fondi per rischi e oneri		*(1.056)*	*272*	*(238)*
- altre attività e passività		*282*	*211*	*879*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti			(23)	109
Dividendi incassati		509	1.346	275
Interessi incassati		53	88	87
Interessi pagati		(928)	(1.029)	(609)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.049)	(5.068)	(5.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**4.822**	**12.392**	**13.647**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(4.640)***	***(6.356)***	***(2.707)***
Flusso di cassa degli investimenti		(5.959)	(11.928)	(9.321)
- attività materiali	(11)	*(4.407)*	*(8.049)*	*(8.778)*
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(12)		*(16)*	
- attività immateriali	(13)	*(237)*	*(311)*	*(341)*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)	*(109)*	*(5)*	*(119)*
- partecipazioni	(15)	*(283)*	*(3.003)*	*(125)*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*(166)*	*(237)*	*(366)*
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		*(757)*	*(307)*	*408*
Flusso di cassa dei disinvestimenti		216	794	2.142
- attività materiali		*12*	*264*	*1.089*
- attività immateriali			*17*	*5*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)		*187*	*(47)*
- imposte pagate sulle dismissioni			*(3)*	
- partecipazioni		*16*	*39*	*195*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*136*	*195*	*294*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		*52*	*95*	*606*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		1.156	(279)	(357)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(4.587)**	**(11.413)**	**(7.536)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(1.372)***	***(2.912)***	***(3.314)***

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	5.278	1.811	3.790
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(3.100)	(3.512)	(2.757)
Rimborso di passività per beni in leasing	(12)	(869)	(877)	
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	937	161	(713)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.965)	(3.018)	(2.954)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(4)	(3)
Rimborsi di capitale ad azionisti terzi			(1)	
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate			(1)	
Acquisto di azioni proprie			(400)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(25)	2.975		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**3.253**	**(5.841)**	**(2.637)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***164***	***(817)***	***16***
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(69)	1	18
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**3.419**	**(4.861)**	**3.492**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	**5.994**	**10.855**	**7.363**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(5)	**9.413**	**5.994**	**10.855**

Note al bilancio consolidato

IMPATTI COVID-19

L'ambiente operativo 2020 è stato caratterizzato dalla riduzione sostanziale della domanda globale di petrolio greggio a causa delle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ripercussioni di vasta portata sull'attività economica, il commercio e gli spostamenti delle persone, in particolare durante la fase più acuta della crisi tra il primo e il secondo trimestre dell'anno. Lo shock della domanda degli idrocarburi avviene in un quadro di oversupply strutturale del mercato petrolifero, come evidenziato dalle divisioni interne all'OPEC+ sulla politica produttiva da adottare in risposta alla crisi, determinando il collasso dei prezzi e dei margini delle commodity energetiche. Nel punto di minimo del ciclo tra marzo e aprile, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent scende a circa 15 $/barile, valore minimo da oltre vent'anni. L'eccesso di offerta si riflette in una struttura di prezzi a futuri in forte contango, mentre gli stoccaggi sia terrestri sia floating raggiungono i massimi livelli tecnici di riempimento. Dal mese di maggio grazie all'accordo raggiunto in seno all'OPEC+ con tagli produttivi record e alla ripresa dell'economia mondiale e dei consumi petroliferi in virtù dell'allentamento delle misure restrittive, con in particolare il traino dalla Cina, i prezzi del petrolio registrano una buona inversione di tendenza, con il Brent che recupera fino a quasi 45 $/barile nei mesi estivi. Tuttavia, il quadro macroeconomico rimane incerto e fragile a causa della continua crescita dei contagi da virus soprattutto in USA ed Europa che costringono le autorità di Paesi importanti quali UK, Germania, Francia e Italia a ripristinare durante i mesi autunnali misure restrittive alla circolazione delle persone, mentre negli USA milioni di persone continuano a vivere in isolamento. Sul fronte dell'offerta la disciplina produttiva dell'OPEC+ continua a sostenere il mercato, nonostante il rientro sul mercato dalla fine di settembre delle produzioni libiche. Barometro della debolezza dei fondamentali del settore energetico nel terzo trimestre è l'andamento dei margini di raffinazione crollati a causa della debole domanda di carburanti per autotrazione e della crisi del settore del trasporto aereo che non consentono di recuperare il costo della carica nei prezzi dei prodotti, mentre i tagli produttivi OPEC+ limitano la disponibilità di greggi medio-pesanti azzerando il vantaggio della conversione. Tuttavia, dalla metà di novembre una serie di sviluppi di mercato e macroeconomici innescano un rally del prezzo del petrolio che recupera rispetto ai valori ancora depressi di ottobre chiudendo l'anno a 50 $/barile, per poi risalire a una media di oltre 60 $/barile nel primo trimestre 2021.

Nel 2020 a causa della crisi del COVID-19 causata dalla pandemia, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35% rispetto al 2019 con una media annua di circa 42 $/barile, i prezzi del gas naturale riferiti alla quotazione spot del mercato Italia hanno registrato una flessione media del 35% e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM una diminuzione del 60%. In considerazione dei trend di mercato rilevati in corso d'anno, il management ha rivisto la propria view di lungo termine del prezzo degli idrocarburi, assumendo uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent a lungo termine di 60 $/barile in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 $/barile) per riflettere i possibili effetti strutturali della pandemia sulla domanda di idrocarburi e il rischio di accelerazione della transizione energetica in funzione delle politiche fiscali adottate dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili. Questi sviluppi negativi hanno impattato in maniera rilevante i risultati gestionali e il cash flow di Eni.

Nel 2020 il Gruppo ha riportato una perdita netta di €8,6 miliardi dovuta alla riduzione dei ricavi per effetto prezzo con un impatto stimato pari a €6,8 miliardi e per i minori volumi di produzione in relazione al taglio degli investimenti alle quote produttive dell'OPEC + e agli effetti del COVID-19 sulla domanda per €1 miliardo, nonché alla rilevazione per €3,2 miliardi di svalutazioni di attività Oil & Gas e raffinerie che hanno come principale driver la revisione delle assunzioni dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e dello scenario di raffinazione, per €1,3 miliardi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, €1,7 miliardi di oneri rilevati dalle partecipate.
Tutti questi fattori hanno portato a registrare una perdita operativa di €3,3 miliardi.

Questi effetti sono stati parzialmente compensati dall'efficienza dei costi e altre iniziative del management per contrastare gli effetti della pandemia. Sull'ammontare della perdita ha inciso anche la fiscalità appesantita da circa €1,3 miliardi per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio dalla rilevazione di perdite e oneri non deducibili.
Il flusso di cassa netto da attività operativa di €4,8 miliardi è diminuito del 61% rispetto al 2019 in funzione dei minori prezzi degli idrocarburi di produzione e altri effetti dello scenario per €6 miliardi, a cui si aggiungono circa €1,3 miliardi di effetti sulle operations a causa del COVID-19 dovu-

ti a perdite di produzione per rimodulazione capex, minore domanda di carburanti e prodotti chimici, prolungamento fermate di impianti per l'emergenza sanitaria, minori ritiri di GNL e minore domanda gas per riduzione attività produttiva e infine maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Questi effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dai cost saving e da altre iniziative di contrasto del management alla pandemia COVID-19.
Confrontato con uno shortfall di così ampie proporzioni, il management ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo, come segue:

- nel 2020 Eni ha ridotto gli investimenti di importi significativi. I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata;
- attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di business con notevoli risparmi di costi;
- ricorso al mercato obbligazionario con un'emissione di €2 miliardi nel mese di maggio, cui ha fatto seguito l'emissione di due bond ibridi nel mese di ottobre dell'ammontare complessivo di €3 miliardi. Tali strumenti sono classificati in bilancio all'interno delle voci di patrimonio netto;
- ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020;
- rivista la politica di distribuzione del dividendo con l'introduzione di una componente variabile in coerenza con la volatilità dello scenario. La nuova policy prevede un dividendo base fissato a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 43 $/barile, ed una componente variabile commisurata a una percentuale crescente del free cash flow al crescere del prezzo Brent. Il valore base del dividendo sarà oggetto di rivalutazione nel tempo in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo. Per il 2020, la proposta dividendo è pari al dividendo base.

Grazie a queste azioni, l'Azienda ha contenuto l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 a €11,6 miliardi (invariato rispetto a fine 2019) e a mantenere il leverage a 0,31. Alla data di bilancio, l'azienda dispone di una riserva di liquidità di €20,4 miliardi così composta: (i) disponibilità liquide ed equivalenti di €9,4 miliardi; (ii) linee di credito committed non utilizzate per €5,3 miliardi; (iii) attivi prontamente liquidabili (prevalentemente titoli di Stato e corporate bond investment grade) di €5,5 miliardi e crediti finanziari a breve di €0,2 miliardi.

Tale riserva è considerata adeguata per coprire le principali obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi dodici mesi relative a: (i) debiti finanziari a breve temine di €2,9 miliardi; (ii) obbligazioni in scadenza di €1,1 miliardi e quota in scadenza di altri debiti finanziari a lungo termine per €1,1 miliardi; (iii) investimenti committed di €4,3 miliardi; (iv) rate di contratti di leasing in scadenza di €1,1 miliardi; (v) il pagamento del dividendo base pari a circa €1,5 miliardi, che comprende il saldo del dividendo 2020 e l'acconto del floor dividend del 2021 da pagarsi nel settembre 2021.

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale[1], secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")[2] emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'Art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'Art. 9 del D.Lgs. 38/05[3]. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.
Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2020, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2021, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.
I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.
Al riguardo un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.
I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.
Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (cd. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni intragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.
Sono escluse dall'area di consolidamento: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società il cui consolidamento non produce effetti significativi rappresentate dalle società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel precedente paragrafo.
(2) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).
(3) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2020.

obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Le esclusioni operate non comportano effetti rilevanti[4] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo[5].
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[6]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO
Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.
Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".
Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.
Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE
Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.
Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.
I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione legale da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO
Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto[7].
In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il

(4) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni prese sulla base di tale bilancio.
(5) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020".
(6) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.
(7) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.
Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".
La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta[8]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[9]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value[10], fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.
Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method)[11]. Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.
(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.
(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".
(11) Le previsioni dei principi contabili internazionali consentono, in alternativa, l'adozione del cd full goodwill method che comporta la rilevazione anche della quota di goodwill (badwill) attribuibile alle interessenze di terzi; la scelta delle modalità di determinazione del goodwill/badwill (partial vs full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico. Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.
L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza[12].

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle attività e passività della partecipata richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza, inoltre, i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.
Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo[13]. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2020	Cambi al 31 dicembre 2020	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019	Cambi medi dell'esercizio 2018	Cambi al 31 dicembre 2018
Dollaro USA	1,14	1,23	1,12	1,12	1,18	1,15
Sterlina inglese	0,89	0,90	0,88	0,85	0,88	0,89
Dollaro australiano	1,66	1,59	1,61	1,60	1,58	1,62

(12) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.
(13) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.
I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.
I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; differentemente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/

non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP
Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo[14] l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

PRODUZIONE
I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI SERVICE
Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta. Un meccanismo analogo caratterizza i contratti di service.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI
I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Stime contabili e giudizi significativi: attività mineraria
La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.
Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.
Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

(14) Il periodo è inteso come il trimestre.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte. Analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.
La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.
Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.
Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.
Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.
In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (cd. social project).
Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.
L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.
Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.
I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili operate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.
Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING[15, 16]

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo[17]; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.
Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")[18]. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.
La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing[19], non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi[20]; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).
Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).
Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario[21]; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate[22], delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.
Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi.
Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing

(15) Le accounting policy in materia di leasing sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" in vigore dal 1° gennaio 2019. Come consentito dal principio contabile, le nuove disposizioni sono state applicate senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Le precedenti accounting policy in materia di leasing prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ossia relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedevano il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, fossero iscritti, alla data di decorrenza del contratto, all'attivo patrimoniale al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del locatario, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, in contropartita al debito finanziario verso il locatore; e (ii) con riferimento ai leasing operativi, l'imputazione a conto economico dei relativi canoni lungo la durata del contratto.
(16) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.
(17) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.
(18) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.
(19) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).
(20) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.
(21) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.
(22) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).
La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.
Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.
Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.
Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei mezzi assunti in leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing
Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".
I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione.
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le cash generating unit possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi

di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più cash generating unit. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.
La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.
Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.
Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.
Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").
In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry[23] ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom di tale settore.
Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica e ai singoli business rientranti nel settore Eni gas e luce, Power & Renewables, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.
Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

(23) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore[24].

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie
La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".
I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni

(24) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.
Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Ove appropriato, sulla base dei fatti e circostanze, i flussi di cassa attesi sono stimati dalla Direzione Aziendale tenendo anche conto delle riserve unproved adeguatamente rischiate. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.
Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.
La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.
Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni[25] (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").
Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.
Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".
Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model[26].

(25) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.
(26) L'expected credit loss model si applica anche ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).
Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti[27].
Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".
La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie
La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.
Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 7 - Crediti commerciali e altri crediti.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE
Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE
Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING
Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.
Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk manage-

(27) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

ment definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.
Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.
Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).
Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".
I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.
Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE
Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE
Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.
Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.
Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adegua-

mento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, in presenza di un'obbligazione legale o implicita e della possibilità di effettuare una stima attendibile dell'onere, in contropartita alle attività a cui si riferiscono.
In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale.
L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.
Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.
Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla società.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive, nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.
Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production. Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, anche in considerazione delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevate quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.
Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente[28].
Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato do-

(28) Nell'ambito delle obbligazioni ambientali assunte, non disponendosi di informazioni in merito alla prevedibile durata di esercizio non sono oggetto di accantonamento i costi, aventi natura operativa, associati alla gestione degli impianti di trattamento delle acque di falda. Al riguardo, Eni valuta periodicamente l'evoluzione delle condizioni di riferimento, ivi incluso il quadro normativo e tecnologico, al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano determinare l'attivazione di accantonamenti.

vuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.
Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.
I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".
Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".
Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni
I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.
Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di

elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.
Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.
Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

STRUMENTI DI EQUITY

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

OBBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole[29]. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.
I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.
In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.
Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto

(29) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.
Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela
I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto principalmente delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI
I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO
I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI
I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO
Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.
In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina

le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.
Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito
La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.
La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.
La necessità di operare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.
Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.
Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.
La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.
Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un

significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.
Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).
La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.
La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.
La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.
La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.
Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).
In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value
La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 SCHEMI DI BILANCIO

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; differentemente, sono classificati tra le componenti non correnti.
Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.
Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 MODIFICHE DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 non hanno prodotto effetti significa-

tivi. Al riguardo si segnala che l'applicazione delle modifiche all'IFRS 16 "Concessioni sui canoni connesse alla COVID-19", in vigore per l'esercizio 2020, ha riguardato fattispecie non rilevanti.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/25 emesso dalla Commissione Europea in data 13 gennaio 2021 sono state omologate le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, all'IFRS 7, all'IFRS 4 e all'IFRS 16 "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - fase 2" (di seguito le modifiche), volte ad introdurre degli espedienti pratici e delle esenzioni temporanee dall'applicazione di talune disposizioni IFRS in presenza di strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e/o di relazioni di copertura oggetto di modifica a seguito della riforma dei tassi di interesse benchmark. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. In data 25 giugno 2020, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 17 "Amendments to IFRS 17" e all'IFRS 4 "Extension of Temporary Exemption from Applying IFRS 9", relative alle attività assicurative, prevedendo, tra l'altro, il differimento di due anni dell'entrata in vigore dell'IFRS 17. Pertanto, le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti che, per effetto del differimento definito con le modifiche apportate in data 15 luglio 2020 ("Classification of Liabilities as Current or Non-current - Deferral of Effective Date") entreranno in vigore il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 14 maggio 2020, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 37 "Onerous Contracts - Cost of Fulfilling a Contract" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- le modifiche allo IAS 16 "Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use" (di seguito le modifiche), volte a definire che i ricavi derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- le modifiche all'IFRS 3 "Reference to the Conceptual Framework" (di seguito le modifiche), per: (i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile; (ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi (cd. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare il fatto che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

In data 12 febbraio 2021, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 "Disclosure of Accounting Policies" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 "Definition of Accounting Estimates" (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €9.413 milioni (€5.994 milioni al 31 dicembre 2019) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 3 mesi per €6.913 milioni (€3.984 milioni al 31 dicembre 2019) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.
Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in dollari USA e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.
L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro di €5.948 milioni è di 50 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,4%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €944 milioni è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è il 0,25%.

6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.223	1.462
Altri titoli	4.279	5.298
	5.502	**6.760**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.
Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.361 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2019).
L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Euro	3.731	4.272
Dollaro USA	1.688	2.279
Altre valute	83	209
	5.502	**6.760**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	499	506	Baa3	BBB
Cile	187	192	A1	A+
Altri(*)	168	172	da Aaa a Baa1	da AAA a A-
	854	**870**		
Tasso variabile				
Italia	253	255	Baa3	BBB
Germania	56	55	Aaa	AAA
Altri	43	43	da Aaa a Baa3	da AA+ a BBB
	352	**353**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**1.206**	**1.223**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	974	992	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	893	910	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	54	55	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	1.921	**1.957**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	791	787	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.298	1.301	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	234	234	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	2.323	**2.322**		
Totale Altri titoli	**4.244**	**4.279**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**5.450**	**5.502**		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.248 milioni e di livello 2 per €254 milioni. Nel corso dell'esercizio 2020 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Crediti commerciali	7.087	8.519
Crediti per attività di disinvestimento	21	30
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.293	2.637
Crediti verso altri	1.525	1.687
	10.926	**12.873**

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.
Il decremento dei crediti commerciali di €1.432 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi.
Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2021 per €1.377 milioni (€1.782 milioni nell'esercizio 2019 con scadenza 2020). Le cessioni 2020 hanno riguardato crediti relativi al settore Refining & Marketing e Chimica per €730 milioni, al settore Eni gas e luce, Power & Renewables per €324 milioni e al settore Global Gas & LNG Portfolio per €323 milioni.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €1.015 milioni (€1.052 milioni al 31 dicembre 2019) ed è relativa al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni. L'esposizione verso la società di Stato NNPC di €605 milioni (€764 milioni al 31 dicembre 2019) per circa il 50% è oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento della quota oggetto dell'accordo in due/tre anni allo scenario Brent Eni. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione pari all'8%, calcolata in base al rischio dell'iniziativa mineraria sottostante. La recuperabilità dell'esposizione per attività d'investimento corrente, interamente scaduta, è stata valutata in maniera più conservativa rispetto a quella assunta nel bilancio 2019 per incorporare gli effetti della crisi del COVID-19 nella capacità di rimborso del partner. L'esposizione verso una società petrolifera nigeriana ammonta a €134 milioni (€113 milioni al 31 dicembre 2019) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default.
I crediti verso altri comprendono: i) per €376 milioni (€373 milioni al 31 dicembre 2019) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto delle specificità del settore Oil & Gas, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long-term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie. Ai fini della valutazione di recuperabilità, i rischi legati alla difficile situazione finanziaria del Paese e del relativo contesto operativo sono stati stimati assumendo la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati e dello scaduto che hanno determinato un tasso di circa il 53% di expected credit loss. Nell'esercizio le percentuali di incasso del fatturato gas dalla joint venture sono risultate in linea con le assunzioni di di stima; (ii) per €325 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2019) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale.
I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.553 milioni e €4.304 milioni.
L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

	Credtiti in bonis					
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Clienti Eni gas e luce	**Totale**
31.12.2020						
Clienti business	1.398	2.746	432	1.351		5.927
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	841	620	7	2.653		4.121
Altre controparti	1.243	450	28	141	2.173	4.035
Valore lordo	**3.482**	**3.816**	**467**	**4.145**	**2.173**	**14.083**
Fondo svalutazione	(32)	(21)	(29)	(2.429)	(646)	(3.157)
Valore netto	**3.450**	**3.795**	**438**	**1.716**	**1.527**	**10.926**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,9	0,6	6,2	58,6	29,7	22,4
31.12.2019						
Clienti business	1.922	2.882	840	1.396		7.040
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.201	472	244	2.710		4.627
Altre controparti	1.646	103	381	217	2.105	4.452
Valore lordo	**4.769**	**3.457**	**1.465**	**4.323**	**2.105**	**16.119**
Fondo svalutazione	(13)	(4)	(16)	(2.547)	(666)	(3.246)
Valore netto	**4.756**	**3.453**	**1.449**	**1.776**	**1.439**	**12.873**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,3	0,1	1,1	58,9	31,6	20,1

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.
Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti e power alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono state riviste per incorporare gli effetti della crisi economica e finanziaria derivante dall'impatto della pandemia COVID-19 sulla solvibilità futura delle controparti stimando sia una maggiore dilazione nei tempi di recupero degli scaduti rispetto alla situazione precedente, generalmente un anno, sia un incremento delle probabilità di default. Tali assunzioni sono state basate sull'esperienza, su valutazioni indipendenti del probabile incremento del rischio default delle controparti commerciali nei prossimi dodici mesi a fronte dell'evoluzione attesa dello scenario macroeconomico, nonché di previsioni aggiornate sulle probabilità di accadimento di rischi operativi negli stati di presenza del settore Exploration & Production incorporate nella stima dei country risk premium. Per quanto riguarda i clienti del business di Eni gas e luce le valutazioni di recuperabilità incorporano i dati più recenti relativi alle performance di incasso dei crediti e all'anzianità dello scaduto.
L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Eni gas e luce sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

		Scaduti				
(€ milioni)	Non scaduti	da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	**Totale**
31.12.2020						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	1.155	105	50	102	366	1.778
- Middle	75	16	3	8	232	334
- Altri	61					61
Valore lordo	**1.291**	**121**	**53**	**110**	**598**	**2.173**
Fondo svalutazione	(46)	(23)	(22)	(57)	(498)	(646)
Valore netto	**1.245**	**98**	**31**	**53**	**100**	**1.527**
Expected loss (%)	3,6	19,0	41,5	51,8	83,3	29,7
31.12.2019						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	991	105	60	86	376	1.618
- Middle	93	29	4	14	263	403
- Altri	76	3	1	2	2	84
Valore lordo	**1.160**	**137**	**65**	**102**	**641**	**2.105**
Fondo svalutazione	(16)	(27)	(26)	(49)	(548)	(666)
Valore netto	**1.144**	**110**	**39**	**53**	**93**	**1.439**
Expected loss (%)	1,4	19,7	40,0	48,0	85,5	31,6

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €1.016 milioni (€2.914 milioni al 31 dicembre 2019):

(€ milioni)	**2020**	2019
Fondo svalutazione iniziale	**3.246**	**3.150**
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	112	95
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	231	525
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(82)	(119)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(275)	(484)
Altre variazioni	(75)	79
Fondo svalutazione finale	**3.157**	**3.246**

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti alla linea di business Eni gas e luce per €84 milioni (€65 milioni nel 2019) e riguardano principalmente la clientela retail; l'incremento rispetto al 2019 è dovuto agli effetti della crisi economica sulla solvibilità delle aziende medio-piccole.
Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: i) al settore Exploration & Production per €118 milioni (€339 milioni nel 2019) e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali in progetti petroliferi operati da Eni; ii) alla linea di business Eni gas e luce per €97 milioni (€87 milioni nel 2019) e riguardano principalmente la clientela retail.
Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €357 milioni (€603 milioni nel 2019) sono riferiti alla linea di business Eni gas e luce per €200 milioni (€343 milioni nel 2019) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €178 milioni (€319 milioni nel 2019) riferiti principalmente alla clientela retail. Gli utilizzi nel settore Exploration & Production di €101 milioni (€177 milioni nel 2019) riguardano per €73 milioni l'utilizzo in contropartita alla derecognition di crediti verso PDVSA per effetto di rimborsi in-kind.
Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(343)	(620)	(498)
Perdite nette su crediti	(36)	(45)	(37)
Utilizzi per esubero	153	233	120
	(226)	**(432)**	**(415)**

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

8 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Materie prime, sussidiarie e di consumo	706	950
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.580	1.477
Prodotti finiti e merci	1.603	2.284
Altre	4	23
Totale rimanenze correnti	**3.893**	**4.734**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere, i catalizzatori e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.
I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.463 milioni (€1.359 milioni al 31 dicembre 2019).
I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €874 milioni (€1.467 milioni al 31 dicembre 2019) e prodotti chimici per €443 milioni (€547 milioni al 31 dicembre 2019).
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €348 milioni (€377 milioni al 31 dicembre 2019).

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €995 milioni (€1.371 milioni al 31 dicembre 2019) sono possedute da società italiane per €977 milioni (€1.353 milioni al 31 dicembre 2019) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.
Il decremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente all'allineamento delle scorte al valore netto di realizzo a fine esercizio che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	184	153	243	360	192	173	456	454

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.
Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per conteziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €254 milioni (€362 milioni al 31 dicembre 2019).

10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.548	152	1.609	162	2.573	54	2.704	50
Passività da contratti con la clientela			1.298	394			1.669	456
Attività e passività relative ad altre imposte	450	181	1.124	26	766	223	1.411	63
Altre	688	920	841	1.295	633	594	1.362	1.042
	2.686	**1.253**	**4.872**	**1.877**	**3.972**	**871**	**7.146**	**1.611**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €475 milioni, di cui €315 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€742 milioni al 31 dicembre 2019, di cui €557 milioni correnti).
Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura longterm, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €53 milioni e oltre i 12 mesi per €651 milioni (€174 milioni al 31 dicembre 2019); l'incremento è motivato dalla riduzione della domanda gas per effetto della pandemia COVID-19 e da opportunità di ottimizzazione del portafoglio che hanno determinato l'attivazione della clausola take-or-pay con previsione di recupero dei volumi sottostanti oltre il prossimo esercizio; (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €338 milioni (€323 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €11 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).
Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per €546 milioni (€1.228 milioni al 31 dicembre 2019) in relazione al finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali in particolare l'avanzamento del progetto Zohr. Nel 2020 il decremento è dovuto alla compensazione con le fatture gas per la vendita della produzione equity considerato il sostanziale completamento delle attività d'investimento; (ii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €62 milioni (€64 milioni al 31 dicembre 2019) e alla quota a lungo termine per €393 milioni (€455 milioni al 31 dicembre 2019).
I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2019 sono indicati alla nota n. 28 - Ricavi.
Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €516 milioni (€628 milioni al 31 dicembre 2019) e passività per Iva per €212 milioni (€311 milioni al 31 dicembre 2019).
Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €559 milioni (€917 milioni al 31 dicembre 2019).
Le altre passività non correnti comprendono: (i) passività per ricavi e proventi anticipati per €323 milioni (€420 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) il valore del gas non ritirato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €65 milioni e oltre i 12 mesi per €372 milioni

(€148 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) depositi cauzionali per €261 milioni (€265 al 31 dicembre 2019), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €228 milioni (€231 milioni al 31 dicembre 2019).
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2020							
Valore iniziale netto	**1.218**	**46.492**	**3.632**	**1.563**	**7.412**	**1.875**	**62.192**
Investimenti	12	6	229	265	3.127	768	4.407
Capitalizzazione ammortamenti				4	100		104
Ammortamenti(*)	(55)	(5.642)	(508)				(6.205)
Riprese di valore	13	183	342		98	12	648
Svalutazioni	(82)	(1.551)	(972)		(567)	(582)	(3.754)
Radiazioni			(1)	(296)	(7)	(1)	(305)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(3.325)	(75)	(119)	(605)	(14)	(4.140)
Rilevazione iniziale e variazione stima		870		(9)	94		955
Trasferimenti	39	2.677	755	(47)	(2.630)	(794)	
Altre variazioni	(15)	(62)	(103)	(20)	96	145	41
Valore finale netto	**1.128**	**39.648**	**3.299**	**1.341**	**7.118**	**1.409**	**53.943**
Valore finale lordo	4.082	136.468	28.839	1.341	11.169	2.742	184.641
Fondo ammortamento e svalutazione	2.954	96.820	25.540		4.051	1.333	130.698
2019							
Valore iniziale netto	**1.274**	**42.856**	**3.901**	**1.267**	**9.195**	**1.809**	**60.302**
Investimenti	12	144	223	508	6.170	992	8.049
Capitalizzazione ammortamenti				14	202		216
Ammortamenti(*)	(60)	(6.435)	(537)				(7.032)
Riprese di valore	44	65	69		65	139	382
Svalutazioni	(47)	(659)	(500)		(669)	(537)	(2.412)
Radiazioni			(5)	(216)	(49)		(270)
Cessioni	(1)	(3)	(1)	(22)	(80)	(6)	(113)
Differenze di cambio da conversione	2	815	21	24	181	1	1.044
Rilevazione iniziale e variazione stima		2.028		25	21		2.074
Trasferimenti	42	7.568	597	(42)	(7.526)	(639)	
Altre variazioni	(48)	113	(136)	5	(98)	116	(48)
Valore finale netto	**1.218**	**46.492**	**3.632**	**1.563**	**7.412**	**1.875**	**62.192**
Valore finale lordo	4.067	144.789	28.191	1.563	11.406	2.799	192.815
Fondo ammortamento e svalutazione	2.849	98.297	24.559		3.994	924	130.623

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €73 milioni (€93 milioni nel 2019) riferiti al settore Exploration & Production per €51 milioni (€71 milioni nel 2019). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 1,3% e il 2,2% (2,6% e 2,8% al 31 dicembre 2019).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.444 milioni (€6.889 milioni nel 2019) e comprendono bonus dell'ammontare di €57 milioni riferiti per €55 milioni all'acquisizione di riserve unproved in Algeria.
Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2019:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	4 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.
Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €4.068 milioni.
La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirment cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente della riduzione dei tassi di attualizzazione e la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€439 milioni).

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €1.690 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Egitto, Italia, Algeria, Iraq, Stati Uniti, Kazakhstan e Messico.
Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €296 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano.
L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.268 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €66 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	**1.246**	**1.101**	**1.263**
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	408	368	235
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(226)	(183)	(61)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(48)	(46)	(297)
Cessioni		(15)	(6)
Variazione dell'area di consolidamento			(58)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita			(24)
Differenze cambio da conversione	(112)	21	49
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	**1.268**	**1.246**	**1.101**

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2020		2019		2018	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	157	6,7	185	7,7	111	7,0
- da 1 a 3 anni	250	11,0	171	6,4	87	2,9
- oltre 3 anni	861	19,3	890	26,4	903	24,2
	1.268	**37,0**	**1.246**	**40,5**	**1.101**	**34,1**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	157	6,7	185	7,7	111	7,0
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	631	14,9	556	11,3	217	4,7
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	480	15,4	505	21,5	773	22,4
	1.268	**37,0**	**1.246**	**40,5**	**1.101**	**34,1**

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€480 milioni) si riferiscono ai costi esplorativi sostenuti per la scoperta Mamba nell'Area 4 offshore del Mozambico (€151 milioni) per la quale i partner della venture stanno completando le attività per la decisione finale di investimento (FID). Gli altri costi sospesi si riferiscono ad altre iniziative in corso nei principali Paesi di presenza (Nigeria, Congo, Egitto ed Indonesia).

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
2020								
Valore iniziale	**253**	**939**	**139**	**162**	**115**	**19**	**535**	**2.162**
Investimenti					55	2		57
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(25)		(134)	(37)				(196)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(2)		(61)	(2)	(25)	(90)
Differenze di cambio da conversione	(25)	(79)	(3)	(11)	(9)	(1)	(42)	(170)
Valore finale	**203**	**860**		**114**	**100**	**18**	**468**	**1.763**
2019								
Valore iniziale	**769**	**921**	**77**	**103**	**77**	**29**	**502**	**2.478**
Investimenti				97	135	1	23	256
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(533)		65	(27)				(495)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(4)	(14)	(99)	(12)		(129)
Differenze di cambio da conversione	17	18	1	3	2	1	10	52
Valore finale	**253**	**939**	**139**	**162**	**115**	**19**	**535**	**2.162**

Gli unproved mineral interest comprendono €800 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.085 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente a oggetto l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro. Tale verifica si basa sull'assunzione che la licenza esplorativa venga rinnovata o convertita in licenza di sviluppo alla scadenza del titolo attesa nel maggio 2021. Eni ha presentato istanza di rinnovo/conversione della licenza nel rispetto dei termini contrattuali. Considerata l'inerzia delle competenti Autorità nigeriane nei confronti della legittima richiesta Eni e l'approssimarsi della scadenza del titolo, nel mese di settembre 2020 Eni ha avviato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €20.343 milioni e €18.226 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €358 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €103 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2019).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

12 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2020									
Valore iniziale netto	**3.153**	**313**	**497**	**460**	**6**	**707**	**32**	**181**	**5.349**
Incrementi	79	193	281	49	22	65	24	95	808
Ammortamenti(*)	(232)	(189)	(252)	(57)	(2)	(118)	(22)	(56)	(928)
Svalutazioni				(21)	(15)			(11)	(47)
Differenze di cambio da conversione	(251)	(13)	(13)			(8)		(7)	(292)
Altre variazioni	(77)	(60)	(67)	(7)		6	(2)	(40)	(247)
Valore finale netto	**2.672**	**244**	**446**	**424**	**11**	**652**	**32**	**162**	**4.643**
Valore finale lordo	3.107	528	927	573	29	859	65	293	6.381
Fondo ammortamento e svalutazione	435	284	481	149	18	207	33	131	1.738
2019									
Prima applicazione IFRS 16	3.294	346	569	462	7	720	43	215	5.656
Riclassifiche da attività materiali				30				16	46
Riclassica ad attività destinate alla vendita								(13)	(13)
Valore netto al 01.01.2019	**3.294**	**346**	**569**	**492**	**7**	**720**	**43**	**218**	**5.689**
Incrementi	32	192	219	54	1	108	22	56	684
Ammortamenti(*)	(240)	(224)	(272)	(61)	(1)	(115)	(23)	(63)	(999)
Svalutazioni				(13)				(28)	(41)
Differenze di cambio da conversione	67	6	4	2		3		3	85
Altre variazioni		(7)	(23)	(14)	(1)	(9)	(10)	(5)	(69)
Valore finale netto	**3.153**	**313**	**497**	**460**	**6**	**707**	**32**	**181**	**5.349**
Valore finale lordo	3.393	528	757	532	7	806	54	274	6.351
Fondo ammortamento e svalutazione	240	215	260	72	1	99	22	93	1.002

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €3.274 milioni (€3.895 milioni al 31 dicembre 2019) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola della durata compresa tra i 9 e 16 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €788 milioni (€831 milioni al 31 dicembre 2019) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business del car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €526 milioni (€574 milioni al 31 dicembre 2019) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto del valore nominale di circa €1,7 miliardi relativo a una unità navale FPSO da utilizzare per lo sviluppo dell'Area 1 in Messico. L'asset è previsto entrare nelle disponibilità del Gruppo come RoU nel 2021 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto dal valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (iii) un contratto di utilizzo dell'unità navale FLNG, sottoscritto dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%), per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico il cui valore sarà determinato in funzione dei costi finali sostenuti per la realizzazione dell'asset da parte della società collegata Coral FLNG SA e degli oneri finanziari relativi al debito di quest'ultima verso la società Coral South FLNG DMCC. La commencement date del leasing è prevista nel 2022, con l'avvio in produzione del giacimento di Coral.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €302 milioni; (ii) opzioni di proroga di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €148 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di locazione di un terreno per €60 milioni e di asset a servizio del business upstream per €48 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2020			
Valore iniziale	**889**	**4.759**	**5.648**
Incrementi		808	808
Decrementi	(866)	(3)	(869)
Differenze di cambio da conversione	(40)	(269)	(309)
Altre variazioni	866	(1.126)	(260)
Valore finale	**849**	**4.169**	**5.018**
2019			
Prima applicazione IFRS 16	665	4.991	5.656
Riclassifiche	132	36	168
Riclassica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(3)	(10)	(13)
Valore al 01.01.2019	**794**	**5.017**	**5.811**
Incrementi		668	668
Decrementi	(875)	(2)	(877)
Differenze di cambio da conversione	10	77	87
Altre variazioni	960	(1.001)	(41)
Valore finale	**889**	**4.759**	**5.648**

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.652 milioni (€1.976 milioni al 31 dicembre 2019) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.
Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €869 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €329 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.447 milioni e in euro per €1.411 milioni.
Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remesurement delle passività per beni in leasing	12	6
	12	**6**
Acquisti, prestazioni e costi diversi		
- leasing di breve durata	67	115
- leasing di modico valore	37	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	7	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)
	109	**168**
Ammortamenti e svalutazioni		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	928	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(96)	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	47	41
	879	**830**
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	7	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	24	(6)
	(316)	**(367)**

13 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2020						
Valore iniziale netto	**1.031**	**195**	**568**	**1.794**	**1.265**	**3.059**
Investimenti	18	23	196	237		237
Ammortamenti	(53)	(92)	(130)	(275)		(275)
Svalutazioni	(23)		(7)	(30)	(24)	(54)
Riprese di valore			24	24		24
Radiazioni	(19)	(5)		(24)		(24)
Variazione dell'area di consolidamento			7	7	70	77
Differenze di cambio da conversione	(66)		(3)	(69)	(14)	(83)
Altre variazioni		41	(66)	(25)		(25)
Valore finale netto	**888**	**162**	**589**	**1.639**	**1.297**	**2.936**
Valore finale lordo	1.613	1.623	4.399	7.635		
Fondo ammortamento e svalutazione	725	1.461	3.810	5.996		
2019						
Valore iniziale netto	**1.081**	**221**	**584**	**1.886**	**1.284**	**3.170**
Investimenti	78	23	210	311		311
Ammortamenti	(81)	(93)	(117)	(291)		(291)
Svalutazioni	(19)		(72)	(91)	(26)	(117)
Radiazioni	(28)	(1)	(1)	(30)		(30)
Differenze di cambio da conversione	18		1	19	3	22
Altre variazioni	(18)	45	(37)	(10)	4	(6)
Valore finale netto	**1.031**	**195**	**568**	**1.794**	**1.265**	**3.059**
Valore finale lordo	1.748	1.597	4.373	7.718		
Fondo ammortamento e svalutazione	717	1.402	3.805	5.924		

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il committment del management nell'iniziativa. Gli investimenti riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Angola, Albania, Emirati Arabi Uniti, Egitto, Oman e l'estensione di un permesso in Gabon.
L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Diritti esplorativi proved	225	291
Diritti esplorativi unproved	653	709
Altri diritti esplorativi	10	31
	888	**1.031**

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.
Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisizione di clientela della linea business Eni gas e luce di €262 milioni (€226 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €88 milioni (€102 milioni al 31 dicembre 2019) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €25 milioni (€30 milioni al 31

dicembre 2019); (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso valore al 31 dicembre 2019).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2019:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Diritti di trasporto del gas naturale	3
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.457 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Eni gas e luce	1.046	981
Exploration & Production	146	190
Refining & Marketing	93	93
Corporate e Altre attività	11	
Renewables	1	1
	1.297	**1.265**

La svalutazione del goodwill è riferita ad una business combination del settore Exploration & Production.
La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita per €66 milioni all'acquisizione del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili.
Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Relativamente alla linea di business Eni gas e luce che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Mercato Italia	904	839
Mercato Europeo	142	142
	1.046	**981**

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Italia riguarda il buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni, ultima in ordine temporale l'acquisizione del 70% del gruppo Evolvere attiva nella generazione distribuita da fonti rinnovabili in coerenza con la strategia di espansione nel settore retail attraverso la diversificazione del mix prodotti a beneficio dell'offerta green. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Mercato Italia compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio Paese Italia, pari al 4,3%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di €2.856 milioni del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

Il goodwill allocato al Mercato Europeo è relativo per €95 milioni alla società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) che opera in Francia e per €45 milioni all'acquisizione 2018 della quota residua del 51% della società greca Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, già partecipata con il 49%. Anche in questo caso l'impairment review eseguita con una metodologia analoga alla CGU Mercato Italia conferma i valori di libro della CGU del mercato Francia e del mercato Grecia, compreso il goodwill ad essi allocato, al WACC post-tax rettificato per il rischio Paese del 4,6% per la Francia e del 4,8% per la Grecia.
Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

14 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Il management ha adottato rispetto al passato un approccio ancora più conservativo nell'elaborare la view dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi alla luce dei rischi e delle incertezze sui trend fondamentali. Con le ricadute a lungo termine della pandemia ancora in fase di valutazione, la direzione vede la prospettiva di un impatto duraturo sull'economia globale e il rischio di un periodo sostenuto di domanda petrolifera più debole rispetto ai trend pre-COVID-19, perché a differenza di altre recessioni, quella causata dalla pandemia ha coinvolto contemporaneamente tutti i settori ciclici dell'economia e il terziario con conseguenti estreme fluttuazioni dell'attività economica.
Il management di Eni ha valutato la possibilità che la pandemia possa comportare un'accelerazione della transizione verso un'economia e un sistema energetico a ridotte emissioni di carbonio, poiché le misure fiscali adottate dai governi puntano a ricostruire le economie su basi più sostenibili.
Sulla base di queste considerazioni, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 $/barile in termini reali 2023, rispetto all'assunzione di 70 $/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 $/barile. Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 $/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 $/mmBTU. Il management ha anche rivisto al ribasso le proprie aspettative sui futuri margini di raffinazione, considerando il crollo del consumo di carburanti dovuto alla pandemia.
I tassi di attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso degli asset sono stati stimati sulla base del costo medio ponderato del capitale di Eni, rettificato per scontare i rischi specifici del contesto operativo dei Paesi di attività del Gruppo (WACC adjusted). Il WACC 2020 di Eni pari al 6,7% diminuisce rispetto al 2019 (7,4%) principalmente per la flessione degli yield delle attività risk-free di Paesi benchmark, che sono andati in territorio negativo. Tale trend è stato attenuato dal maggior peso attribuito alla volatilità di breve termine del titolo Eni (beta determinato da fonti indipendenti) che sconta rispetto al pregresso una maggior rischiosità percepita del settore Oil & Gas a causa dei climate-related risks e delle debolezze strutturali dell'industry, amplificate dalla crisi pandemica.
I flussi di cassa degli asset sono stati stimati sulla base dei piani industriali approvati e della vita utile residua delle riserve o degli impianti industriali come descritto nella Nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi - Impairment delle attività non finanziarie.
In considerazione della presenza generalizzata di impairment indicator in tutti i settori di business Eni compresa l'evidenza che al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa di Eni era inferiore al valore di libro dei net asset consolidati e delle politiche aziendali di regolare verifica della recuperabilità dei carrying amounts, è stato eseguito il test di impairment del 100% delle Cash Generating Unit.
Nel settore Exploration & Production sono state rilevate svalutazioni nette di asset in produzione o in sviluppo per €1.888 milioni dovute principalmente alla revisione di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi e alla riduzione degli investimenti per lo sviluppo delle riserve, nonché a revisioni a ribasso delle riserve. Gli importi più significativi hanno riguardato proprietà in Italia (€566 milioni), Algeria (€409 milioni), Congo (€306 milioni), Stati Uniti (€232 milioni) e Turkmenistan (€202 milioni). Il WACC post-tax utilizzati sono compresi da un minimo di circa il 6% per Italia/Usa a un range 7-8% per gli altri paesi, che si rideterminano in un range 6-14% pre-tax.
Nella linea di business Refining & Marketing sono state rilevate svalutazioni nette su impianti di raffinazione per €1.225 milioni principalmente relative alla raffineria di Sannazzaro, i cui driver sono i deboli fondamentali dell'industria europea a causa della crisi dei consumi di carburanti per effetto della pandemia, sovracapacità, pressione competitiva da parte dei produttori asiatici e medio-orientali dotati di scala e strutture di costo più efficienti, nonché a causa delle dislocazioni di mercato che hanno ridotto l'offerta di greggi medio/pesanti penalizzando la redditività dei cicli di conversione. Il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,3%.
Inoltre, è stata valutata la recuperabilità dei valori di carico delle attività Oil & Gas tenuto anche conto della spesa prevista per la partecipazione a progetti di conservazione forestale, una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni che prevede la partecipazione onerosa a iniziative

di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production ai fini delle neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi del settore Exploration & Production, considerato come un'unica CGU. Al netto di tali costi proiettati fino alla fine della vita residua delle riserve, l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test si riduce del 4,6%.

La ragionevolezza dell'esito dell'impairment test effettuato da Eni sulle proprie attività Oil & Gas è stata valutata sulla base di uno "stress test" utilizzando lo scenario di decarbonizzazione sviluppato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia nel suo Scenario di Sviluppo Sostenibile nel World Energy Outlook 2020, che disegna un quadro e una serie di azioni coerenti con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi sul clima della COP21 del 2015. Lo scenario IEA SDS è un insieme consolidato di assunzioni e previsioni operative disponibili sul mercato relative alla decarbonizzazione dell'economia mondiale. I VIU delle riserve di Eni sono stati rideterminati con le proiezioni stimate da IEA dei prezzi degli idrocarburi e del costo di acquisto dei certificati emissivi delle economie "advanced" pari a $140 nel 2040 in moneta 2019 per tonnellata. Le assunzioni di prezzo degli idrocarburi della IEA sono sostanzialmente in linea con quelle adottate da Eni, mentre il costo della CO_2 è significativamente più elevato. Tale stress test indica una perdita di value-in-use del settore Exploration & Production pari all'11% del caso base, assumendo l'indeducibilità fiscale o la non recuperabilità ai fini del cost oil dell'onere per la CO_2 (-5% in caso contrario). Tuttavia, tali stress test non rappresentano la migliore stima da parte della direzione di eventuali perdite di valore che potrebbero essere rilevate in quanto non incorporano le variazioni conseguenziali che il management potrebbe attuare quali modifiche dei piani industriali, riduzione dei costi, rimodulazione dello sviluppo, revisione delle riserve e dei volumi produttivi.

15 PARTECIPAZIONI

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2020				2019			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	**86**	**4.592**	**4.357**	**9.035**	**95**	**5.497**	**1.452**	**7.044**
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)						22		22
Valore iniziale riesposto	**86**	**4.592**	**4.357**	**9.035**	**95**	**5.519**	**1.452**	**7.066**
Acquisizioni e sottoscrizioni	2	75	198	275	6	76	2.910	2.992
Cessioni e rimborsi		(3)	(1)	(4)	(5)		(17)	(22)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	3	21	14	38	6	80	75	161
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(2)	(1.399)	(332)	(1.733)	(10)	(157)	(17)	(184)
Decremento per dividendi	(5)	(296)	(13)	(314)	(4)	(1.073)	(61)	(1.138)
Variazione dell'area di consolidamento	3	30	1	34	1			1
Differenze di cambio da conversione	(4)	(254)	(345)	(603)	2	67	17	86
Altre variazioni	(3)	66	(42)	21	(5)	80	(2)	73
Valore finale	**80**	**2.832**	**3.837**	**6.749**	**86**	**4.592**	**4.357**	**9.035**

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €89 milioni l'acquisizione della quota del 49% di Novis Renewables Holdings Llc, del 50% di Novis Renewables Llc e dei successivi aumenti di capitale di entrambe le società nell'ambito della partnership con Falck Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti; (ii) per €72 milioni l'acquisizione della quota del 40% di Finproject SpA attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario; (iii) per €38 milioni l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd impegnata nella produzione di elastomeri in Corea del Sud.
Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a: (i) Vår Energi AS per €918 milioni dovute alla rilevazione di svalutazioni delle CGU della partecipata in relazione alla revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi e alla modifica dei profili produttivi; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €275 milioni dovute alla debolezza dello scenario di raffinazione e alla rilevazione di una significativa perdita da valutazione scorte; (iii) Saipem SpA per €354 milioni dovute alla debolezza dello scenario e della domanda di petrolio e gas e dei relativi servizi che ha comportato la rilevazione di svalutazioni in particolare nella CGU del Drilling Offshore.
La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di €46 milioni per la Cardón IV SA (Eni 50%) che opera il giacimento a gas Perla in Venezuela che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA in relazione al difficile contesto operativo.
Il decremento per dividendi è riferito per €274 milioni alla Vår Energi AS.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2020		31.12.2019	
(€ milioni)	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	24	100,00	30	100,00
- Altre	56		56	
	80		**86**	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	1.144	69,85	2.518	69,60
- Saipem SpA	908	31,08	1.250	30,99
- Unión Fenosa Gas SA	242	50,00	326	50,00
- Cardón IV SA	199	50,00	148	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	140	49,00	139	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	51	50,00	74	50,00
- PetroJunín SA	50	40,00	53	40,00
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	32	70,00		
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	17	33,33	35	33,33
- Altre	49		49	
	2.832		**4.592**	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.335	20,00	2.829	20,00
- Angola LNG Ltd	1.039	13,60	1.159	13,60
- Coral FLNG SA	138	25,00	102	25,00
- Finproject SpA	73	40,00		
- Novis Renewables Holdings Llc	65	49,00		
- United Gas Derivatives Co	58	33,33	69	33,33
- Novamont SpA			71	25,00
- Altre	129		127	
	3.837		**4.357**	
	6.749		**9.035**	

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.
I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €44 milioni; la differenza è riferita a Finproject SpA e riflette le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2020 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, unica società partecipata da Eni quotata in borsa, sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	31,08
Prezzo delle azioni (€)	2,205
Valore di mercato (€ milioni)	681
Valore di libro (€ milioni)	908

Al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore del 25% rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli di spesa implementati dalle oil companies nel breve-medio termine in risposta alla crisi del prezzo degli idrocarburi, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che ha confermato il valore d'iscrizione.
Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 - Altre informazioni sulle partecipazioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019
Valore iniziale	**929**	**919**
Acquisizioni e sottoscrizioni	8	11
Valutazione al fair value con effetto a OCI	24	(3)
Cessioni e rimborsi	(12)	(12)
Differenze di cambio da conversione	(61)	15
Altre variazioni	69	(1)
Valore finale	**957**	**929**

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.
I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 31 - Proventi (oneri) su partecipazioni.
Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2020 include la Nigeria LNG Ltd per €579 milioni (€657 milioni al 31 dicembre 2019), la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €115 milioni (€146 milioni al 31 dicembre 2019) e la Novamont SpA per €77 milioni.
Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2020 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che costituisce parte integrante delle presenti note.

16 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

	31.12.2020		31.12.2019	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	29	953	60	1.119
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	22		37	
	51	**953**	**97**	**1.119**
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	203		287	
	254	**953**	**384**	**1.119**
Titoli strumentali all'attività operativa		55		55
	254	**1.008**	**384**	**1.174**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Valore iniziale	**379**	**430**
Accantonamenti	7	11
Utilizzi	(7)	(88)
Differenze di cambio da conversione	(26)	7
Altre variazioni	(1)	19
Valore finale	**352**	**379**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€883 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €383 milioni (€563 milioni al 31 dicembre 2019).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €771 milioni (€1.018 milioni al 31 dicembre 2019).
Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €953 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,4% (-0,3% e 2,0% al 31 dicembre 2019).
La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, oltre che sulla base del modello di expected loss è valutato sulla base della recuperabilità dell'investimento fatto dalla JV per lo sviluppo del giacimento Perla, corrispondente al valore attuale dei flussi di cassa futuri associati alla vendita delle riserve di gas che scontano l'apprezzamento del rischio controparte sotto forma di dilazione dei tempi di incasso dei fatturati futuri.
Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano principalmente depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità e depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.
I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €178 milioni e €1.024 milioni.
I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.
Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.
L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	24	25	da 0,35 a 4,75	dal 2021 al 2030	Baa3	BBB
Altri(*)	17	17	17	da 0,05 a 0,20	dal 2021 al 2025	da Aa3 a Baa1	da AA a A
Tasso variabile							
Italia	11	11	11		dal 2022 al 2025	Baa3	BBB
Altri	3	3	3		2022	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	**55**	**55**	**56**				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.
Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

17 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Debiti commerciali	8.679	10.480
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	417	401
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.393	2.276
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.120	1.236
Debiti verso altri	1.327	1.152
	12.936	**15.545**

Il decremento dei debiti commerciali di €1.801 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi.
I debiti verso altri comprendono: (i) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €376 milioni (€148 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) debiti verso il personale per €255 milioni (€215 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €92 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.384 milioni e €6.243 milioni.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 PASSIVITÀ FINANZIARIE

	31.12.2020				31.12.2019			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	337	759	3.193	**4.289**	187	504	2.341	**3.032**
Obbligazioni ordinarie		1.140	18.280	**19.420**		2.642	16.137	**18.779**
Obbligazioni convertibili			396	**396**			393	**393**
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.233			**2.233**	1.778			**1.778**
Altri finanziatori	312	10	26	**348**	487	10	39	**536**
	2.882	**1.909**	**21.895**	**26.686**	**2.452**	**3.156**	**18.910**	**24.518**

Le passività finanziarie aumentano di €2.168 milioni per effetto del saldo netto delle nuove accensioni per €3.115 milioni e, in diminuzione, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €876 milioni.
I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.
Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.051 milioni e a €1.243 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.
Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.356 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.064 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso (%) da	Tasso (%) a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.200	16	**1.216**	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	28	**1.028**	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	12	**1.012**	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	10	**1.010**	EUR		2031		2,000
Eni SpA	1.000	9	**1.009**	EUR		2026		1,500
Eni SpA	1.000	2	**1.002**	EUR		2030		0,625
Eni SpA	1.000		**1.000**	EUR		2026		1,250
Eni SpA	900	(2)	**898**	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	2	**802**	EUR		2021		2,625
Eni SpA	800	1	**801**	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	10	**760**	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	6	**756**	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750	(4)	**746**	EUR		2034		1,000
Eni SpA	700	2	**702**	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650	3	**653**	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(4)	**596**	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.427	(3)	**1.424**	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	795	6	**801**	EUR	2025	2043	1,275	5,441
Eni Finance International SA	111	5	**116**	GBP		2021		4,750
Eni Finance International SA	24		**24**	YEN		2021		1,955
	16.257	**99**	**16.356**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	815	5	**820**	USD		2023		4,000
Eni SpA	815	3	**818**	USD		2028		4,750
Eni SpA	815	(1)	**814**	USD		2029		4,250
Eni SpA	285	1	**286**	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	326		**326**	USD		2027		7,300
	3.056	**8**	**3.064**					
	19.313	**107**	**19.420**					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.644 milioni. Nel corso del 2020 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €3.514 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(4)	**396**	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2020 il programma risulta utilizzato per €16,3 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2020				31.12.2019			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	**Tasso medio** (%)	**Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine** (€ milioni)	**Tasso medio** (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	1.004		19.142	1,7	464	0,2	16.526	2,1
Dollaro USA	1.870	1,1	4.522	4,6	1.981	2,3	5.392	4,6
Altre valute	8	(0,5)	140	4,3	7	(0,7)	148	4,3
Totale	**2.882**		**23.804**		**2.452**		**22.066**	

Al 31 dicembre 2020 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €7.183 milioni (€13.299 milioni al 31 dicembre 2019) e di linee di credito committed non utilizzate per €5.295 milioni, di cui 4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi (€4.667 milioni al 31 dicembre 2019, di cui 4.217 milioni scadenti oltre 12 mesi). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2020 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Obbligazioni ordinarie	22.429	19.173
Obbligazioni convertibili	497	402
Banche	4.008	2.904
Altri finanziatori	36	49
	26.970	**22.528**

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,4% (-0,3% e 2,0% al 31 dicembre 2019).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2019	**22.066**	**2.452**	**5.648**	**30.166**
Variazioni monetarie	2.178	937	(869)	2.246
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(348)	(528)	(333)	(1.209)
Altre variazioni non monetarie	(92)	21	572	501
Valore al 31.12.2020	**23.804**	**2.882**	**5.018**	**31.704**

Le altre variazioni non monetarie comprendono €808 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing.
Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

19 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	9.413		9.413	5.994		5.994
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.502		5.502	6.760		6.760
C. Liquidità (A+B)	**14.915**		**14.915**	**12.754**		**12.754**
D.Crediti finanziari	**203**		**203**	**287**		**287**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	337		337	187		187
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	759	3.193	3.952	504	2.341	2.845
G. Prestiti obbligazionari	1.140	18.676	19.816	2.642	16.530	19.172
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	52		52	46		46
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.493		2.493	2.219		2.219
J. Altre passività finanziarie a lungo termine	10	26	36	10	39	49
K. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+J)	**4.791**	**21.895**	**26.686**	**5.608**	**18.910**	**24.518**
L. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (K-C-D)	**(10.327)**	**21.895**	**11.568**	**(7.433)**	**18.910**	**11.477**
M. Passività per beni in leasing	795	4.057	4.852	884	4.751	5.635
N. Passività per beni in leasing verso entità correlate	54	112	166	5	8	13
O. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (K+M+N)	**5.640**	**26.064**	**31.704**	**6.497**	**23.669**	**30.166**
P. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (O-C-D)	**(9.478)**	**26.064**	**16.586**	**(6.544)**	**23.669**	**17.125**

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono commentate alla nota n. 5 - Disponibilità liquide ed equivalenti.
Le attività finanziarie destinate al trading sono commentate alla nota n. 6 - Attività finanziarie destinate al trading.
I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie.
Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 18 - Passività finanziarie.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.652 milioni (€1.976 milioni al 31 dicembre 2019) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

20 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Fondo dismssioni e ristrutturazioni	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2019	**8.936**	**2.602**	**850**	**199**	**333**	**188**	**113**	**70**	**46**	**769**	**14.106**
Accantonamenti		168	172	61	160	44		1	2	193	801
Rilevazione iniziale e variazione stima	955										955
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	190	(2)	1							1	190
Utilizzi a fronte oneri	(252)	(296)	(526)	(30)	(237)			(7)	(14)	(266)	(1.628)
Utilizzi per esuberanza	(3)	(183)	(96)	(53)		(6)	(9)	(11)	(4)	(38)	(403)
Differenze cambio da conversione	(469)		(31)	(8)		(4)	(1)			(9)	(522)
Altre variazioni	5	(26)	15	1	2	(24)	(8)		(1)	(25)	(61)
Valore al 31.12.2020	**9.362**	**2.263**	**385**	**170**	**258**	**198**	**95**	**53**	**29**	**625**	**13.438**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (€8.454 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima positiva per €955 milioni comprende gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione e la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni Eni nei confronti della regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€439 milioni). Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €190 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,2% e 3,7% (-0,1% e 6,1% al 31 dicembre 2019). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €1.647 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €359 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €250 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi per €515 milioni alla risoluzione di dispute contrattuali del settore Exploration & Production.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €139 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €116 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico – ISAF – SpA (in liquidazione) per €146 milioni.

Il fondo mutua assicurazione OIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Il fondo esodi agevolati è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

21 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Piani a benefici definiti:		
- TFR	258	269
- Piani esteri a benefici definiti	493	412
- Fisde, altri piani medici esteri e altri	182	177
	933	**858**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	268	278
	1.201	**1.136**

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €128 milioni, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA per €97 milioni, i premi di anzianità per €28 milioni e gli altri piani a lungo termine per €15 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2020						2019					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**269**	**1.044**	**177**	**1.490**	**278**	**1.768**	**275**	**925**	**148**	**1.348**	**309**	**1.657**
Costo corrente		23	3	**26**	50	**76**		19	2	**21**	55	**76**
Interessi passivi	2	27	2	**31**	1	**32**	4	37	3	**44**	1	**45**
Rivalutazioni:	5	48	13	**66**	4	**70**	5	41	24	**70**	1	**71**
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	*(3)*	*(10)*	*2*	***(11)***	*2*	***(9)***						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*9*	*71*	*13*	***93***	*5*	***98***	*7*	*50*	*3*	*60*	*1*	*61*
- Effetto dell'esperienza passata	*(1)*	*(13)*	*(2)*	***(16)***	*(3)*	***(19)***	*(2)*	*(9)*	*21*	*10*		*10*
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(2)		**(2)**	20	**18**		1	8	**9**	(2)	**7**
Contributi al piano:		1		**1**		**1**		1		**1**		***1***
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
Benefici pagati	(20)	(33)	(9)	**(62)**	(63)	**(125)**	(15)	(28)	(9)	**(52)**	(88)	**(140)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	2	32	(4)	**30**	(22)	**8**		48	1	**49**	2	**51**
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**258**	**1.140**	**182**	**1.580**	**268**	**1.848**	**269**	**1.044**	**177**	**1.490**	**278**	**1.768**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**632**		**632**		**632**		**545**		**545**		**545**
Interessi attivi		15		**15**		**15**		20		**20**		**20**
Rendimento delle attività a servizio del piano		51		**51**		**51**		23		**23**		**23**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(3)		**(3)**		**(3)**						
Contributi al piano:		15		**15**		**15**		14		**14**		**14**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
- Contributi del datore di lavoro		*14*		***14***		***14***		*13*		***13***		***13***
Benefici pagati		(21)		**(21)**		**(21)**		(19)		**(19)**		**(19)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(41)		**(41)**		**(41)**		49		**49**		**49**
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**648**		**648**		**648**		**632**		**632**		**632**
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio								**5**		**5**		**5**
Modifiche nel massimale di attività		1		**1**		**1**		(5)		**(5)**		**(5)**
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		**1**		**1**		**1**						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**258**	**493**	**182**	**933**	**268**	**1.201**	**269**	**412**	**177**	**858**	**278**	**1.136**

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €268 milioni e di €175 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2020						
Costo corrente		23	3	**26**	50	**76**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1		**1**	20	**21**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*2*	*27*	*2*	***31***	*1*	***32***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(15)*		***(15)***		***(15)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	12	2	**16**	1	**17**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*1*	***1***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*	*12*	*2*	***16***		***16***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	**4**
Totale	**2**	**36**	**5**	**43**	**75**	**118**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*24*	*3*	***27***	*75*	***102***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*	*12*	*2*	***16***		***16***
2019						
Costo corrente		19	2	**21**	55	**76**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	**9**	(2)	**7**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*4*	*37*	*3*	***44***	*1*	***45***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(20)*		***(20)***		***(20)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	17	3	**24**	1	**25**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*1*	***1***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*17*	*3*	***24***		***24***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	**1**
Totale	**4**	**37**	**13**	**54**	**55**	**109**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*20*	*10*	***30***	*55*	***85***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*4*	*17*	*3*	***24***		***24***

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2020				2019			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	(10)	2	**(11)**				
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	9	71	13	**93**	7	50	3	**60**
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(13)	(2)	**(16)**	(2)	(9)	21	**10**
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(51)		**(51)**		(23)		**(23)**
- Modifiche nel massimale di attività		1		**1**		(5)		**(5)**
	5	**(2)**	**13**	**16**	5	**13**	**24**	**42**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2020									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	117	38	297	8	2	76	20	87	**645**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		**3**
	117	**38**	**297**	**8**	**2**	**76**	**23**	**87**	**648**
31.12.2019									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	32	39	388	7	2	79	17	65	**629**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		**3**
	32	**39**	**388**	**7**	**2**	**79**	**20**	**65**	**632**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2020					
Tasso di sconto	(%)	0,3	0,1-14,7	0,3	0,0-0,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,8	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,8	0,8-12,2	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-26	24	
2019					
Tasso di sconto	(%)	0,7	0,0-13,7	0,7	0,0-0,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,7	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,7	0,8-11,3	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2020						
Tasso di sconto	(%)	0,4-0,8	0,1-1,4	2,6-14,7	6,4-9,8	**0,1-14,7**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	5,0-9,8	**1,3-12,5**
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-1,9	0,8-3,1	2,6-12,2	3,0-5,0	**0,8-12,2**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-26	13-17		**13-26**
2019						
Tasso di sconto	(%)	0,8-1,0	0,0-2,0	2,6-13,7	7,3-11,3	**0,0-13,7**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	10,0-11,3	**1,3-12,5**
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-2,0	0,8-3,1	2,6-11,3	3,3-5,0	**0,8-11,3**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	24-25	13-17		**13-25**

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2020						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(10)	6	7			
Piani esteri a benefici definiti	(84)	92	47	25		67
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	7			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1			
31.12.2019						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(67)	77	31	18		34
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(9)	10			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.
L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €132 milioni, di cui €61 milioni relativi ai piani a benefici definiti.
Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2020					
2021		12	44	8	71
2022		13	42	7	66
2023		17	50	7	63
2024		20	63	7	16
2025		21	67	7	12
Oltre		175	227	146	40
Durata media ponderata	(anni)	**8,2**	**19,1**	**13,7**	**2,8**
31.12.2019					
2020		17	33	9	73
2021		16	35	8	68
2022		12	32	7	61
2023		10	39	7	17
2024		15	49	7	14
Oltre		199	224	139	45
Durata media ponderata	(anni)	**9,4**	**18,1**	**13,3**	**3,0**

22 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde	8.581	9.583
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.057)	(4.663)
Passività per imposte differite	**5.524**	**4.920**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.166	9.023
Passività per imposte differite compensabili	(3.057)	(4.663)
Attività per imposte anticipate	**4.109**	**4.360**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.171	6.796
- contratti di leasing IFRS 16	1.089	1.375
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	415	617
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	199	126
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	56	97
- altre	651	572
	8.581	**9.583**
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(6.983)	(6.065)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.211)	(2.242)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.206)	(2.022)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.371)	(1.513)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.213)	(946)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.113)	(1.385)
- benefici ai dipendenti	(213)	(209)
- over/under lifting	(211)	(525)
- utili infragruppo	(117)	(120)
- altre	(593)	(740)
	(16.231)	**(15.767)**
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	**9.065**	**6.744**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	**(7.166)**	**(9.023)**

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2019	**9.583**	**(15.767)**	**6.744**	**(9.023)**
Incrementi	960	(2.649)	2.638	(11)
Decrementi	(1.326)	1.357	(130)	1.227
Differenze di cambio da conversione	(725)	742	(192)	550
Altre variazioni	89	86	5	91
Valore al 31.12.2020	**8.581**	**(16.231)**	**9.065**	**(7.166)**
Valore al 31.12.2018	**7.956**	**(13.356)**	**5.741**	**(7.615)**
Prima applicazione IFRS 16	1.470	(1.470)		(1.470)
Valore al 01.01.2019	**9.426**	**(14.826)**	**5.741**	**(9.085)**
Incrementi	1.265	(2.091)	1.161	(930)
Decrementi	(1.205)	1.407	(174)	1.233
Differenze di cambio da conversione	194	(182)	34	(148)
Altre variazioni	(97)	(75)	(18)	(93)
Valore al 31.12.2019	**9.583**	**(15.767)**	**6.744**	**(9.023)**

Le perdite fiscali ammontano a €23.325 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €17.323 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €13.153 milioni e a società estere per €10.172 milioni; le relative attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente a €3.734 milioni e €3.249 milioni. Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 31,9% per le imprese estere.
Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €7.090 milioni e a società estere per €1.975 milioni.
Le imposte sono indicate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

23 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	**Fair value attivo**	**Fair value passivo**	**Gerarchia del fair value - Livello**	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	125	127	2	97	43	2
- Interest currency swap	128	2	2	26		2
- Outright	4	7	2	8	5	2
	257	**136**		**131**	**48**	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	23	74	2	13	34	2
	23	**74**		**13**	**34**	
Contratti su merci						
- Future	418	447	1	192	181	1
- Over the counter	89	77	2	89	58	2
- Altro	5		2	12		2
	512	**524**		**293**	**239**	
	792	**734**		**437**	**321**	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- Over the counter	1.167	1.451	2	2.387	1.953	2
- Future	440	525	1	348	313	1
- Opzioni	4	3	2	21	22	2
	1.611	**1.979**		**2.756**	**2.288**	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	209	30	2	1	596	2
- Future	119	8	1	34	148	1
- Opzioni		51	2		2	2
	328	**89**		**35**	**746**	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	**2**	**2**	2	**11**	**11**	2
Totale contratti derivati lordi	**2.733**	**2.804**		**3.239**	**3.366**	
Compensazione	(1.033)	(1.033)		(612)	(612)	
Totale contratti derivati netti	**1.700**	**1.771**		**2.627**	**2.754**	
Di cui:						
- correnti	1.548	1.609		2.573	2.704	
- non correnti	152	162		54	50	

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts

for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda vendite a futuri di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.
Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.
Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 25 - Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.
L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.335 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €120 milioni nel 2020) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.546 milioni).
Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 - Passività finanziarie.
La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita alla Eni Trading & Shipping.
Nel corso dell'esercizio 2020 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.
Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	821	(438)		2.179	(1.357)	(2)
- Future	541	158	(1)	1.245	(61)	
	1.362	**(280)**	**(1)**	**3.424**	**(1.418)**	**(2)**

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	284	(7)	(941)	1.444	(656)	(739)
	284	**(7)**	**(941)**	**1.444**	**(656)**	**(739)**

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	(2)	
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(765)	289	129
	(766)	**287**	**129**

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.
I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019	2018
- Strumenti finanziari derivati su valute	391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(40)	(23)	22
	351	**(14)**	**(307)**

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

24 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

Le attività destinate alla vendita di €44 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2019) sono riferite ad attività materiali.

25 PATRIMONIO NETTO

PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.043	35.894
Riserva per differenze cambio da conversione	3.895	7.209
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	3.000	
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	581	981
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(5)	(465)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(165)	(173)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	92	60
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	36	12
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(581)	(981)
Utile (perdita) dell'esercizio	(8.635)	148
	37.415	**47.839**

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2020, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) ed è rappresentato da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.634.185.330 al 31 dicembre 2019).
Il 13 maggio 2020, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2019 ammonta perciò a €0,86; (ii) l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per l'importo di €399.999.994,58 che è pari al valore di carico delle azioni annullate.

UTILI RELATIVI A ESERCIZI PRECEDENTI

Gli utili relativi a esercizi precedenti comprendono l'effetto della distribuzione dell'acconto sul dividendo 2020 di €429 milioni pari a €0,12 per azione che è stato deliberato il 15 settembre 2020 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'Art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 23 settembre 2020.

RISERVA PER DIFFERENZE CAMBIO

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Eni ha emesso due obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €3 miliardi; i costi di emissione ammontano a €25 milioni.
Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo.
Le caratteristiche principali delle due obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'Art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

RISERVA PER ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

RISERVE PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti(*)			Riserve OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2019	**(656)**	**191**	**(465)**	**(190)**	**17**	**(173)**	**60**	**12**
Variazione dell'esercizio	(280)	81	(199)	(16)	25	9	32	24
Differenze cambio				(6)	5	(1)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(12)	3	(9)					
Rigiro a conto economico	941	(273)	668					
Riserva al 31.12.2020	**(7)**	**2**	**(5)**	**(212)**	**47**	**(165)**	**92**	**36**
Riserva al 31.12.2018	**(13)**	**4**	**(9)**	**(143)**	**13**	**(130)**	**66**	**15**
Variazione dell'esercizio	(1.418)	411	(1.007)	(49)	5	(44)	(6)	(3)
Differenze cambio				(3)		(3)		
Variazione dell'area di consolidamento				5	(1)	4		
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	(10)	26					
Rigiro a conto economico	739	(214)	525					
Riserva al 31.12.2019	**(656)**	**191**	**(465)**	**(190)**	**17**	**(173)**	**60**	**12**

(*) La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al 31 dicembre 2020 comprende €7 milioni relativi alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (€7 milioni al 31 dicembre 2019).

ALTRE RISERVE

Le altre riserve riguardano per €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (€981 milioni al 31 dicembre 2019) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (61.635.679 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2019) possedute da Eni SpA.

L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2020 comprende riserve distribuibili per circa €30 miliardi.

PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	2020	2019	31.12.2020	31.12.2019
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**1.607**	**2.978**	**44.707**	**41.636**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(10.660)	(2.800)	(8.839)	5.211
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(6)	(6)	193	202
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	264	(348)	2.086	1.424
- eliminazione di utili infragruppo	88	(74)	(478)	(593)
- imposte sul reddito differite e anticipate	79	405	(176)	20
	(8.628)	**155**	**37.493**	**47.900**
Interessenze di terzi	(7)	(7)	(78)	(61)
Come da bilancio consolidato	**(8.635)**	**148**	**37.415**	**47.839**

26 ALTRE INFORMAZIONI

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	15	1	44
Attività non correnti	193	12	198
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(64)		11
Passività correnti e non correnti	(17)	(6)	(47)
Effetto netto degli investimenti	**127**	**7**	**206**
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo			(50)
Interessenze di terzi	(15)	(2)	
Provento da bargain purchase			(8)
Totale prezzo di acquisto	**112**	**5**	**148**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(3)*		*(29)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	**109**	**5**	**119**
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti		77	328
Attività non correnti		188	5.079
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		11	785
Passività correnti e non correnti		(57)	(3.470)
Effetto netto dei disinvestimenti		**219**	**2.722**
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		(24)	113
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo			(3.498)
Valutazione al fair value per business combination			889
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		16	13
Totale prezzo di vendita		**211**	**239**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		*(24)*	*(286)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		**187**	**(47)**

Gli investimenti del 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia per €12 milioni. L'allocazione del prezzo di acquisto di entrambe le business combination è definitiva.
Gli investimenti del 2019 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 60% della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale; (ii) l'acquisizione residua del 32% della joint operation Petroven Srl titolare di un deposito costiero adibito a stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi.
I disinvestimenti del 2019 hanno riguardato la cessione del 100% della società Agip Oil Ecuador BV titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano.
Gli investimenti del 2018 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del ramo d'azienda da parte di Versalis SpA delle attività "bio" del Gruppo Mossi & Ghisolfi relativo alle attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi biochimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili per €75 milioni; (ii) l'acquisizione della quota residua del 51% della partecipazione in Gas Supply Company Thessaloniki – Thessalia SA che distribuisce e commercializza gas in Grecia per €24 milioni al netto della cassa acquisita di €28 milioni; (iii) l'acquisizione della società Mestni Plinovodi distribucija plina doo che distribuisce e commercializza gas in Slovenia per €15 milioni al netto della cassa acquisita di €1 milione. Il provento da bargain purchase, rilevato nella voce Altri ricavi e proventi, è dovuto alle sinergie ottenibili dalla maggiore capacità di recuperare in tariffa gli investimenti fatti dalla società acquisita dovuta alla combinazione dei portafogli clienti.
I disinvestimenti del 2018 hanno riguardato: (i) la perdita del controllo di Eni Norge AS a seguito dell'operazione di business combination con Point Resources AS con la costituzione della joint venture valutata all'equity Vår Energi AS (interessenza Eni 69,60%) che svilupperà il portafoglio progetti delle due entità combinate. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività nette per €2.486 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €258 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vår Energi AS per €3.498 milioni e di un provento a conto economico per valutazione al fair value di €889 milioni al netto del realizzo di differenze passive di cambio per €123 milioni; (ii) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz Dso (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (iii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga per €33 milioni; (iv) la cessione del 100% della società consolidata Eni Croatia BV titolare di quote di progetti a gas in Croazia a INA-Industrija Nafte dd per €20 milioni al netto della cassa ceduta di €15 milioni; (v) la cessione del 100% della società consolidata Eni Trinidad and Tobago Ltd che detiene una quota di un progetto a gas in Trinidad & Tobago per €10 milioni.

27 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Imprese consolidate	4.758	4.323
Imprese controllate non consolidate	176	197
Imprese in joint venture e collegate	3.800	4.075
Altri	150	267
	8.884	**8.862**

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate di €4.758 milioni (€4.323 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano principalmente contratti autonomi a altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.209 milioni (€2.886 milioni al 31 dicembre 2019). L'impegno effettivo ammonta a €4.520 milioni (€4.013 milioni al 31 dicembre 2019).
Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €3.800 milioni (€4.075 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.533 milioni (€1.676 milioni al 31 dicembre 2019), di cui €1.304 milioni a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.425 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.544 milioni (€1.661 milioni al 31 dicembre 2019), di cui €1.079 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.168 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) la fidejussione di €499 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €165 milioni (€181 milioni al 31 dicembre 2019). L'impegno effettivo ammonta a €1.898 milioni (€2.109 milioni al 31 dicembre 2019).
Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri di €150 milioni (€267 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano per €145 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2019) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €87 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2019).
In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.223 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Impegni	69.998	74.338
Rischi	600	676
	70.598	**75.014**

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €64.294 milioni (€65.374 milioni al 31 dicembre 2019). Il decremento di €1.080 milioni è riferito essenzialmente a differenze di cambio da conversione; (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.260 milioni (€6.527 milioni al 31 dicembre 2019) rilasciate nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La diminuzione di €3.267 milioni è relativa all'estinzione della parent company guarantee rilasciata a garanzia degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement a seguito del pagamento della Deferred Consideration pari a €73 milioni. La parent company guarantee ancora in essere rimarrà fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). Tale impegno contrattuale stimato in €1.672 milioni (€1.978 milioni al 31 dicembre 2019) è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato nel dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016 riconoscendo alla controparte un compenso equitativo netto di €324 milioni. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni fino all'originario termine del contratto (2031) per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio; (iv) l'impegno di acquisto del 20% del progetto relativo al campo eolico Dogger Bank (A e B) nel Mare del Nord per €451 milioni; (v) l'impegno di acquisto del residuo 60% della società Finproject SpA, società impegnata nel settore del compounding per €150 milioni; (vi) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €108 milioni (€114 milioni al 31 dicembre 2019); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €230 milioni (€248 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €370 milioni (€428 milioni al 31 dicembre 2019).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €12 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento alle tematiche legate al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss, ed in particolare le stime delle probability of default e delle loss given default, sono stati aggiornati per tener conto degli impatti del COVID-19 e dei relativi riflessi sul contesto economico di riferimento.

La crisi dei consumi energetici connessa alle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia e il conseguente crollo dei prezzi

degli idrocarburi hanno determinato una rilevante contrazione dei flussi di cassa operativi di Eni. Il management ha adottato le necessarie contromisure per tutelare la liquidità e la solidità patrimoniale dell'Azienda riducendo i costi e gli investimenti, adeguando la politica di remunerazione degli azionisti, e ricorrendo al mercato dei capitali come descritto nella sezione della Relazione sulla Gestione relativa ai rischi COVID-19, alla quale si rinvia.
Al 31 dicembre 2020 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.
Non si registrano effetti significativi sulle operazioni di copertura connesse per effetto degli impatti del COVID-19 sul contesto economico di riferimento.

RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.

In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.
Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.
L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di ap-

provvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.
Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici.
Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Nel 2020, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2019.
Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2020 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2019) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2020				2019			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	7,39	1,18	2,93	1,34	5,19	2,44	3,80	3,00
Tasso di cambio[a]	0,48	0,10	0,28	0,18	0,41	0,07	0,17	0,15

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2020				2019			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	16,10	3,02	8,50	3,02	23,03	7,74	11,22	9,11
Trading[b]	1,57	0,10	0,52	0,25	1,60	0,25	0,51	0,31

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Global Gas & LNG Portfolio), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Global Gas & LNG Portfolio, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.
(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2020				2019			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro[a]	0,37	0,29	0,32	0,30	0,37	0,31	0,35	0,33

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2020				2019			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro[a]	0,07	0,03	0,05	0,05	0,05	0,02	0,04	0,05

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.
Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.
All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA COMMERCIALE

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischio-

sità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA FINANZIARIA

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2020 il programma risulta utilizzato per circa €16,3 miliardi (di cui Eni SpA €13,9 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negative per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel corso del 2020 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes nel 2020 sono stati emessi bond per un valore complessivo di €3,5 miliardi (di cui Eni SpA €3,0 miliardi).

Inoltre, ad ottobre 2020 per la prima volta Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di €3 miliardi. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che sono classificati in bilancio all'interno delle voci di patrimonio netto. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3/BBB/BBB (Moody's/S&P/Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Al 31 dicembre 2020, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €7.183 milioni. Le linee di credito committed non utilizzate sono pari a €5.295 milioni, di cui €4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ E DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.697	1.518	3.469	2.049	2.730	12.232	**23.695**
Passività finanziarie a breve termine	2.882						**2.882**
Passività per beni in leasing	815	593	503	442	413	2.218	**4.984**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.609	26	13	50		73	**1.771**
	7.003	**2.137**	**3.985**	**2.541**	**3.143**	**14.523**	**33.332**
Interessi su debiti finanziari	502	473	461	387	360	1.164	**3.347**
Interessi su passività per beni in leasing	295	252	219	192	165	748	**1.871**
	797	**725**	**680**	**579**	**525**	**1.912**	**5.218**
Garanzie finanziarie	1.072						**1.072**

	Anni di scadenza						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.908	1.704	1.259	2.743	1.785	11.521	**21.920**
Passività finanziarie a breve termine	2.452						**2.452**
Passività per beni in leasing	884	632	487	434	424	2.761	**5.622**
Passività per strumenti finanziari derivati	2.704	2	14			34	**2.754**
	8.948	**2.338**	**1.760**	**3.177**	**2.209**	**14.316**	**32.748**
Interessi su debiti finanziari	594	452	353	342	269	1.667	**3.677**
Interessi su passività per beni in leasing	341	302	263	233	206	1.015	**2.360**
	935	**754**	**616**	**575**	**475**	**2.682**	**6.037**
Garanzie finanziarie	926						**926**

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.429 milioni (€2.953 milioni al 31 dicembre 2019) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2021**	**2022-2025**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2020				
Debiti commerciali	8.679			**8.679**
Altri debiti e anticipi	4.257	111	94	**4.462**
	12.936	**111**	**94**	**13.141**

	Anni di scadenza			
	2020	2021-2024	Oltre	Totale
31.12.2019				
Debiti commerciali	10.480			**10.480**
Altri debiti e anticipi	5.065	54	100	**5.219**
	15.545	**54**	**100**	**15.699**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[30]

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.
Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.
Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.
Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2021 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**400**	**237**	**202**	**425**	**276**	**10.433**	**11.973**
Costi relativi a fondi ambientali	**383**	**323**	**267**	**255**	**196**	**839**	**2.263**
Impegni di acquisto[b]	**8.041**	**7.644**	**7.342**	**8.150**	**8.613**	**63.864**	**103.654**
- Gas							
Take-or-pay	6.196	6.852	6.809	7.691	8.392	63.477	**99.417**
Ship-or-pay	893	519	480	439	212	359	**2.902**
- Altri impegni di acquisto	952	273	53	20	9	28	**1.335**
Altri Impegni	**2**					**106**	**108**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2					106	**108**
Totale	**8.826**	**8.204**	**7.811**	**8.830**	**9.085**	**75.242**	**117.998**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di €26,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati, con riferimento alla data di bilancio, gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement. Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	4.264	3.983	2.890	2.204	1.334	**14.675**

(30) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 21 - Fondi per benefici ai dipendenti.

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

	2020			2019		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading[a]	5.502	31		6.760	127	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading[b]	(19)	(415)		(125)	273	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value[c]	957	150	24	929	247	(3)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	10.955	(213)		12.926	(409)	
- Crediti finanziari[e]	1.207	99		1.503	110	
- Titoli[a]	55			55		
- Debiti commerciali e altri debiti[a]	13.141	(31)		15.699	33	
- Debiti finanziari[f]	26.686	(632)		24.518	(802)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[g]	(52)	(941)	661	(2)	(739)	(679)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €766 milioni di oneri (proventi per €287 milioni nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €351 milioni di proventi (oneri per €14 milioni nel 2019).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €226 milioni di svalutazioni nette (€432 milioni di svalutazioni nette nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €13 milioni di proventi (proventi per €23 milioni nel 2019), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €22 milioni (€26 milioni di interessi attivi nel 2019).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €92 milioni (€99 milioni nel 2019) e svalutazioni nette per €1 milione (€4 milioni di riprese di valore nette nel 2019).
(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €531 milioni (€647 milioni nel 2019).
(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2020			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	11.681	755	10.926
Altre attività correnti	3.719	1.033	2.686
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	13.691	755	12.936
Altre passività correnti	5.905	1.033	4.872
31.12.2019			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	13.773	900	12.873
Altre attività correnti	4.584	612	3.972
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	16.445	900	15.545
Altre passività correnti	7.758	612	7.146

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €753 milioni (€713 milioni al 31 dicembre 2019) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €2 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.033 milioni (€612 milioni al 31 dicembre 2019).

Contenziosi
Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

(i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. Nonostante in sede di discussione il PM procedente abbia chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020 il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d'imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. Il PM ha provveduto a precisare, per ciascun imputato, il periodo temporale della presunta posizione di garanzia rivestita, e all'esito dell'udienza preliminare, il 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati e in relazione a tutte le contestazioni, alcuni per non aver commesso il fatto e altri per intervenuta prescrizione. La Società ha, quindi, ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito anche in relazione alle posizioni degli ex dirigenti del Gruppo Eni prosciolti per intervenuta prescrizione.

(ii) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. In attesa delle determinazioni del Pubblico Ministero è stata depositata una memoria difensiva per riassumere l'attività svolta da Syndial (ora Eni Rewind SpA) in tema di bonifica, espressiva della chiara volontà di intervenire in modo risolutivo, e ottenere un'archiviazione del procedimento penale. In data 3 marzo 2020 è stato emanato il Decreto Ministeriale di approvazione del POB Fase 2.

(iii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Eni Rewind di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 la Procura ha modificato le imputazioni in forma colposa e non dolosa. L'ipotesi di risoluzione del procedimento per intervenuta prescrizione è stata rigettata dalla Corte Costituzionale che, accogliendo la tesi della Procura di Sassari, ha valutato come la complessità degli accertamenti necessari nel caso di reati quali il disastro ambientale giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione parificandoli ai termini previsti per le ipotesi dolose. La Corte di Cassazione ha restituito gli atti alla Procura di Sassari che ha proceduto a ripresentare la richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare è stata ammessa la costituzione di parte civile del Ministero dell'Ambiente, della Regione Sardegna, dell'Ente Parco Asinara e del Comune di Porto Torres. Sono state citate in giudizio le Società Eni Rewind SpA e Versalis SpA quali responsabili civili. Successivamente, su richiesta della difesa della società, Versalis SpA è stata estromessa dal procedimento. L'udienza preliminare è ancora in corso.

(iv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto

la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016, ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo di secondo grado è in corso.

(v) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. È in corso la valutazione sulla ammissibilità delle richieste di costituzione di parte civile.

(vi) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio 2019 è stato notificato avviso ex Art. 415-bis. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha pronunciato nei confronti di tutti gli imputati sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione in relazione ai reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose nonché nei confronti di Eni Rewind SpA in relazione all'illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01, mentre ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati avanti al Tribunale di Sassari, all'udienza del 28 maggio 2021, limitatamente al reato di disastro ambientale.

(vii) **Eni Rewind SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro.
Unica condanna per un caso di asbestosi. Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno impugnato la sentenza davanti la Corte d'Appello di Bologna: i giudici di secondo grado hanno disposto una complessa perizia ritenendo di non poter decidere allo stato degli atti, nominando tre noti esperti. I difensori di Eni hanno ricusato uno di costoro, ritenendo che avesse interesse in causa; la Corte ha respinto la richiesta di ricusazione ma la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso dei difensori degli imputati, ha annullato con rinvio l'ordinanza. In sede di rinvio, su richiesta dei difensori di Eni la Corte d'Appello di Bologna, stante la diversa composizione del collegio giudicante, ha disposto la rinnovazione del giudizio di appello e, conseguentemente, la successiva revoca dell'ordinanza con cui era stata inizialmente disposta la perizia. In data 25 maggio 2020, all'esito della discussione delle parti, la Corte ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi di mesotelioma, tumore polmonare, placche pleuriche e asbestosi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna per un caso di asbestosi. Ha altresì dichiarato inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna per asbestosi; alcune parti civili hanno impugnato l'assoluzione per altre patologie.

(viii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato,

gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è in corso nella fase dibattimentale.

(ix) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val D'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta con una perdita di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle *Best Available Technologies* e alle *Best Practice* internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017.
All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D. Lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. Il Tribunale si è riservato il termine di 90 giorni per il deposito delle motivazioni ed avverso tutti i profili di condanna verrà prontamente formulato appello.

(x) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, omicidio e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti.
Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

(xi) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine

della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, dagli Enti competenti, ai quali successivamente, è stato trasmesso il Documento di Analisi di Rischio, al vaglio degli Enti stessi. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli *Operation Manager* in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno a quasi tutti i privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca sottoposto a misura cautelare, dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. "custodiale"; che è stato accolto dal GIP. Il giudizio è stato sospeso al fine di consentire la prosecuzione delle attività di ripristino ambientale dei luoghi. Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare è in corso di svolgimento.

(xii) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.Lgs. 231/01 e s.m.i. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso innanzi al Tribunale di Agrigento al quale il procedimento è stato trasferito per competenza territoriale.

(xiii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle *Best Available Techniques* (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i

dettami normativi. Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto.
Nel marzo 2021 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già formulate in precedenza.

(xiv) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un *supply vessel* si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il *supply vessel*, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine inizialmente contro ignoti e sono in corso di svolgimento gli accertamenti tecnici dei consulenti della Procura su tutte le parti della gru immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati del Responsabile e del Delegato sicurezza del Distretto al momento del fatto nonché Eni quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

(xv) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Eni Rewind, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento).
L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede della Eni Rewind di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017-20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind, TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici (11) piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Le attività sono tuttora in corso.

(xvi) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Indagine in materia di reati ambientali.** La Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti procedimenti penali, tra cui il 780/18 RGNR e 956/18 RGNR. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché le predette società Versalis, Eni Rewind ed Edison ai sensi della responsabilità amministrativa ex D.Lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, a seconda di alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento. La Procura della Repubblica ha formulato richiesta di rinvio a giudizio, non ancora notificata, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini.

(xvii) **Versalis SpA. Stabilimento di Brindisi torce di stabilimento e emissioni odorigene – Procedimento penale n. 6580/18 R.G. Mod. 44 contro ignoti.** In data 18 maggio 2018 il direttore dello stabilimento Versalis di Brindisi e altri due dipendenti sono stati convocati dai carabinieri del Noe al fine di rendere sommarie informazioni testimoniali in merito a due upset occorsi nel mese di aprile 2018 e che hanno comportato l'attivazione del sistema torce di stabilimento. La Società ha collaborato con l'Autorità giudiziaria per fornire le informazioni utili ad escludere che tali eventi possano aver avuto un impatto negativo e significativo sulla qualità dell'aria. Peraltro, la Società sta proseguendo con le attività di analisi sui dati disponibili nonché portando avanti alcuni progetti importanti per la minimizzazione di qualsiasi effetto pregiudizievole, anche solo visivo, del fenomeno del flaring con la realizzazione di un nuovo impianto della torcia a terra.

Alla fine del mese di maggio 2020 in concomitanza di una fermata programmata dello stabilimento Versalis, sono state rilevate delle concentrazioni anomale di benzene e toluene poste alla base di un'ordinanza con la quale il Sindaco di Brindisi ha disposto la fermata dell'impianto cracking. L'ordinanza è stata emessa senza che vi siano stati degli accertamenti tecnici sulla reale correlazione tra i picchi rilevati e le attività in corso presso lo stabilimento. Dopo una fitta interlocuzione con le autorità competenti, l'ordinanza è stata revocata. Pur tuttavia, la Procura della Repubblica ha acquisito informazioni e documenti, anche prodotti dalla stessa Società, sul tema posto alla base della predetta ordinanza sindacale al fine di verificare, anche sotto il profilo penale, eventuali nessi e responsabilità. Il procedimento al momento risulta ancora contro ignoti e non è possibile escludere che questa vicenda possa essere oggetto di un fascicolo separato che la Procura della Repubblica potrebbe aprire. La Società sta fornendo a tutte le Autorità locali competenti, compresa la Procura della Repubblica, tutte le informazioni e dati utili alla corretta ricostruzione dei fatti.

(xviii) **Eni SpA (R&M) Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare tutta una serie di misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito. La Procura di Civitavecchia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale in relazione alla presunta non corretta gestione della barriera idraulica posta a presidio del sito e finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza della falda contaminata, nell'ambito del procedimento di bonifica in corso. Tale circostanza sarebbe stata segnalata dai funzionari dell'Arpa locale, ai quali nel corso degli anni è stato più volte fornito riscontro tecnico. Eni risulta indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il PM ha formulato richiesta di rinvio a giudizio.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

(i) **Eni Rewind SpA – Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Eni Rewind chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Eni Rewind al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla Società con gli enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Eni Rewind per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Eni Rewind con MNR (monitoraggio del *natural recovery*) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (Art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. A seguito di ricorso in Cassazione da parte del Ministero dell'Ambiente, la Società si è costituita in giudizio. Dopo l'udienza in camera di consiglio a luglio 2020 ed un'altra pubblica a gennaio 2021, si resta in attesa della sentenza.

(ii) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare

interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni, fondando la sua richiesta su un asserito avvenuto accertamento della responsabilità proprio sulla base del provvedimento TAR del 2012. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale. Nel giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un "Tavolo Tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta" all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo. Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019 ferma restando la necessità che gli enti procedano alla corretta individuazione del soggetto responsabile della contaminazione rilevata. Parallelamente la Società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice dell'ambiente, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica. Nel settembre 2020 la Società ha preso parte alla Conferenza di Servizi Istruttoria convocata dal Ministero dell'Ambiente sugli esiti degli approfondimenti tecnici svolti da CNR/ISPRA ed ha esposto, assieme ai propri consulenti, gli approfondimenti sullo stato ambientale della Rada e le proprie osservazioni alla Relazione ISPRA-CNR che porterebbero ad escludere qualunque coinvolgimento delle aziende del Gruppo nella contaminazione rilevata.

(iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.

(iv) **Eni Rewind SpA – Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è pendente un procedimento presso il Tribunale di Genova attivato dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata sulla censura di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel marzo 2019 il Ministero dell'Ambiente ha presentato a Eni Rewind una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Sono succeduti alcuni incontri in ottica conciliativa nei quali il CTU e il CTP del Ministero hanno dichiarato la proposta della Società in linea con la normativa. Nel settembre 2020, si è addivenuti alla formulazione di un testo di accordo condiviso tra le parti e ritenuto "definitivo" anche dai rappresentati del Ministero. Il Ministero, tramite l'Avvocatura, in sede dell'udienza di febbraio 2021, ha dichiarato lo "stato avanzato" delle trattative determinando così un rinvio dell'udienza a giugno 2021.

In riferimento alla procedura di infrazione comunitaria sull'area A1 del sito di Cengio, il 3 luglio 2020 il Ministro dell'Ambiente ha dichiarato conclusa, dopo 11 anni, la procedura d'infrazione contro l'Italia per la mancata sottoposizione a VIA delle bonifiche nel sito industriale di Cengio. La posizione aziendale circa l'adeguatezza delle misure di intervento ambientale adottate si è pertanto ulteriormente consolidata.

A marzo 2021 la Commissione di Collaudo ha altresì rilasciato certificato di collaudo delle opere realizzate sui suoli con ciò ulteriormente rafforzando l'idoneità ripristinatoria delle misure realizzate dalla Società.

(v) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.

In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio, (quali es. lo *spill* del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito.

(vi) **Eni SpA – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc) e diverse altre compagnie petrolifere, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico.

Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. A seguito di un periodo di sospensione, il 26 maggio 2020 la corte compente (*"9th Circuit Court"*) ha stabilito il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing en banc* per chiedere una revisione della decisione di rinvio alla *9th Circuit Court*.

La Corte ha rigettato la *petition for rehearing en banc* ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una cd. *petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti al fine di ottenere la revisione della decisione di rigetto della petition for rehearing en banc. A gennaio 2021 i convenuti hanno depositato la suddetta petition for certiorari; la Corte Suprema degli Stati Uniti si esprimerà sulla vicenda entro giugno 2021.

(vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e Società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la Società MITENI attiva nel settore della chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di PFOA e PFAS. Si tratta di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene, utilizzate per la produzione di polimeri, insetticidi, rivestimenti protettivi, schiume antincendio, vernici, ecc. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di PFAS nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società).

In una prima fase del procedimento amministrativo non vi sono stati riferimenti alla società Enichem Synthesis (ha riguardato solo il suo ex dipendente) e, d'intesa con le funzioni societarie competenti, si è quindi concentrata l'assistenza legale e la strategia difensiva supportando la persona fisica coinvolta. Infatti, dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI. Sulla base di ciò, a febbraio 2020, la Provincia ha esteso il procedimento anche a Eni Rewind la quale con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni – formali e sostanziali – che deponevano per la pronta archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti.

Tuttavia, in data 5 ottobre 2020 la Provincia ha notificato una diffida ex Art. 245 del Codice dell'ambiente con cui

avrebbe individuato Eni Rewind quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino. In data 4 dicembre 2020 Eni Rewind ha impugnato la diffida con ricorso proposto davanti il TAR Veneto, in attesa di fissazione dell'udienza.
Eni Rewind è stata inoltre "invitata" a partecipare alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che verranno indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito, ed ha già partecipato al primo tenutosi in data 23 dicembre 2020, senza con ciò prestare alcuna acquiescenza ai provvedimenti emanati dalla Provincia.
Sono in corso gli accessi agli atti presso le autorità pubbliche finalizzati ad acquisire una conoscenza completa dei fatti e poter integrare le difese in tali procedimenti ma soprattutto al fine di svolgere un approfondimento trasversale sulla tematica dei PFAS (punto di attenzione primario da parte dell'ISPRA e dell'ISS), la Società ha istituito – d'intesa con la funzione Salute di Eni SpA – un Gruppo di Lavoro (GdL) che analizzi gli aspetti tecnico-ambientali, tossicologici e normativi e, prendendo le mosse dall'esperienza di Trissino, affronti la questione anche con approccio internazionale. Oltre a personale del gruppo Eni, fanno parte del GdL tre consulenti esterni competenti per le rispettive materie.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

(i) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex Art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del *Resolution Agreement* 29 aprile 2011 relativo alla cd. *"Oil Prospecting Licence"* del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria. Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.
Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il Governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.
Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un *"restraint order"* di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e l'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer* di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.
Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer*, di un altro *top manager* di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.
A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.
Nel dicembre 2017 il Giudice per le indagini preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.

All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. In esito alla discussione delle parti, a fronte della richiesta di condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e società, all'udienza del 17 marzo 2021 è stata pronunciata sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati.

Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della *Federal High Court* di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della *Economic and Financial Crime Commission* ("EFCC") un sequestro temporaneo (*"Order"*) della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo nigeriano.

Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in 1,092 MUSD o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'asset di 3,5 BUSD. La quota di interessenza di Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni. In data 22 maggio 2020, il giudice ha accolto l'eccezione presentata da Eni e ha declinato la propria giurisdizione sul caso, avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento a Milano secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) No. 1215/2012. Il giudice ha anche negato al Governo nigeriano il permesso di appellare la decisione. Analogamente la Corte d'Appello ha respinto la domanda del Governo nigeriano di ricorrere contro la decisione rendendo così la stessa definitiva.

Il 20 gennaio 2020 alla consociata NAE è stato notificato l'avvio di un nuovo procedimento penale davanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19.

(ii) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex Art. 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex Art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e a un ex-dipendente, allora *Chief Development, Operation & Technology Officer,* un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risultava fra gli indagati.

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già

direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio, nel settembre e dicembre 2019 sono state notificate a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex Art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità Giudiziaria.
Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni SpA un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "Omessa comunicazione del conflitto d'interessi" ex art.2629 bis del Codice Civile, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali in particolare Eni Congo SA, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA. Successivamente in data 15 giugno 2020 la Società è stata informata che è stata richiesta una proroga delle indagini relativamente a tale ipotesi fino al 21 dicembre 2020.
Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anticorruzione affinché, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine, il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel luglio 2020 integra le conclusioni raggiunte dal primo, in particolare con riferimento alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni quanto meno, a partire dal 2009 sino al 2012; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve; (iii) assenza di evidenza del fatto che l'attività dei summenzionati dipendenti coinvolti sia stata svolta nell'interesse di Eni.

In data 9 settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio a seguito di presentazione da parte della Procura di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli Artt. 45 e ss. del D.Lgs. 231/2001, relativamente ad alcuni campi petroliferi in Congo. In particolare, in via principale viene richiesta l'interdizione dallo sfruttamento dei campi Djambala II, Foukanda II, Mwafi II, Kitina II, Marine VI Bis, Loango, Zatchi da parte di Eni per 2 anni ed in subordine viene richiesta la nomina di un commissario giudiziale deputato alla gestione dei summenzionati campi petroliferi. Il Giudice per le Indagini Preliminari, nel decreto di fissazione dell'udienza per il 21 settembre 2020, da atto che la sanzione amministrativa si sarebbe prescritta il 14 luglio 2020, considerato che i Pubblici Ministeri datano la commissione degli asseriti reati "fino al 14 luglio 2015", ma che nel caso di specie il termine di prescrizione dei cinque anni sarebbe stato sospeso dalla recente legislazione anti-COVID-19 fino al 16 settembre 2020. Il Giudice dava, altresì, atto della pendenza presso la Corte Costituzionale, questione di legittimità costituzionale della legislazione anti-COVID-19 suindicata, con particolare riferimento al principio di irretroattività di una norma di sfavore (ex Art. 25 comma 2 Cost.). Pertanto, l'udienza inizialmente fissata per il 21 settembre 2020, è stata dapprima rinviata al 10 dicembre 2020 in attesa della pronuncia della Corte Costituzionale e, successivamente una volta che la Corte si è pronunciata per la costituzionalità della norma, è stata rinviata al 17 febbraio 2021 anche per attendere il deposito delle motivazioni della sentenza.
L'udienza del 17 febbraio 2021 è stata rinviata al 25 marzo 2021, poiché, a seguito della riqualificazione del reato operata dalla Pubblica Accusa, da corruzione internazionale a induzione indebita a dare o promettere utilità, si è definita una ipotesi di applicazione della pena su richiesta delle parti (ex art. 444 c.p.p.). In data 15 marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato il conferimento di procura speciale in favore dei difensori di Eni SpA, responsabile amministrativo, per proporre istanza di applicazione di pena su richiesta delle parti.
L'importo della sanzione complessivamente concordata con la Procura è pari a 11,8 milioni di euro. All'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le Indagini Preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata e la Procura ha, inoltre, revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA.

3. Altri procedimenti in materia penale

(i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei

carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n. 7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale – per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise – e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining & Marketing della Società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquito con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalvetti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stato contestato in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni – oggetto di un procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo.

Nel corso del 2019, per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare dinnanzi al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. Il dibattimento è in corso.

Nell'ambito del procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) la Procura ha, invece, formulato l'imputazione per associazione a delinquere imposta dal GIP ed è stata celebrata l'udienza preliminare dinnanzi al Tribunale di Roma. Nel dicembre 2019, conclusa la fase delle discussioni il GUP ha emesso sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati, tra cui gli ex vertici della linea di business Refining & Marketing, perché il fatto non sussiste.

(ii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno di Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati diri-

gente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché tramessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'Art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio u.s. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex Art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta erano i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex Art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/2001 per il reato di cui all'Art. 377 bis C.P. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).

Oggetto delle predette richieste di documentazione erano in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la Società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni a Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.

Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, vi è stata la richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'Art. 25 *decies* del D.Lgs. 231/2001 fino al maggio 2020. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale.

A seguito delle richieste di riesame del predetto decreto, il

materiale depositato dalla Procura è stato reso disponibile alla Società che ne ha chiesto l'esame al consulente già autore della relazione del 12 settembre 2018.
Successivamente nel giugno, luglio e settembre 2020 la Procura di Milano ha notificato ad Eni ulteriori diverse richieste di documentazione ex Art. 248 c.p.p. aventi ad oggetto, in particolare, gli esiti delle verifiche svolte dall'internal audit a seguito di una segnalazione anonima relativa ad un evento di ospitalità del 2017, alcuni chiarimenti in merito alla gestione di una fattura emessa da uno studio legale esterno, il report dell'internal audit sui rapporti economici con una controparte commerciale, evidenze di impegni lavorativi del Chief Services & Stakeholder Relations Officer relativi ad alcune date temporali del 2014 e del 2016 e la documentazione inerente il licenziamento di un ex dipendente di Eni. Tutta la documentazione richiesta è stata nel tempo prodotta all'Autorità giudiziaria.
In data 9 novembre 2020 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente, alle operazioni di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni.

(iii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Milano – Abuso di informazioni privilegiate.** Nel marzo 2019 è stata notificata all'ex Chief Upstream Officer di Eni una richiesta di proroga di indagini preliminari (precedentemente non note) condotte dalla Procura di Milano, in relazione ad un'ipotesi di violazione dell'Art. 184 del D.Lgs. 58/1998 (Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria – "TUF"; abuso di informazioni privilegiate) che si presume commessa nel periodo tra il 1° novembre e il 1° dicembre 2016. L'ipotesi non risulta meglio specificata nell'atto notificato. Il procedimento è confluito nel giudizio RG12333/17 di cui al paragrafo che precede.

4. Contenziosi fiscali

(i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la Società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base all'interpretazione della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato di Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue.
Il D.L. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

(i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/01. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle Società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette Società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/01. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti

imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecuniaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuizioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Sono state depositate le motivazioni della sentenza, dalle quali risulta confermato l'impianto definito dai precedenti gradi di giudizio. È stato presentato ricorso per Cassazione esclusivamente per le statuizioni civili. La Corte di Cassazione, per quanto di interesse, ha rigettato i ricorsi e confermato la sentenza di appello. A seguito di tale pronuncia della Cassazione, il procedimento penale, per quanto di interesse, può considerarsi concluso.

(ii) **Eni Rewind SpA – Disastro ambientale Ferrandina.** Nel gennaio 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Eni Rewind per i reati di gestione illecita di rifiuti e disastro innominato in relazione a fatti connessi alle attività di bonifica del sito di Ferrandina/Pisticci. La contestazione concerne un presunto sversamento di liquidi contaminati nel sottosuolo e poi nel fiume Basento a causa della rottura di una tubazione di collegamento interrata che doveva portare gli stessi all'impianto di trattamento gestito dalla Società Tecnoparco. Nei confronti dell'indagato, è stata formulata la richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare si è conclusa in data 15 ottobre 2019 con la pronuncia da parte del GUP di sentenza di non luogo a procedere nei confronti dell'imputato Eni Rewind per non aver commesso il fatto. La sentenza è passata in giudicato.

(iii) **Algeria.** In data 15 gennaio 2020 la II sezione penale della Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli ex manager Eni, dichiarando l'appello proposto dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della Società. In data 12 giugno 2020 la Procura Generale ha presentato ricorso per Cassazione per la sola parte della vicenda relativa a Saipem, non impugnando espressamente i capi e i punti della sentenza relativi alla cd. "Vicenda Eni – FCP".
La Corte di Cassazione ha respinto il ricorso presentato dalla Procura Generale di Milano avverso la sentenza di assoluzione di secondo grado pronunciata nei confronti di Saipem, dei suoi ex manager e degli imputati terzi.
A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.
Il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento come comunicato al mercato in data 1° ottobre 2019. Successivamente, nell'aprile 2020, Eni ha concluso con una transazione che non comporta ammissione di responsabilità relativamente all'indagine della Securities and Exchange Commission statunitense (SEC) sulle attività algerine della ex controllata di minoranza Eni, Saipem SpA. L'accordo prevedeva il pagamento di $19,75 milioni (effettuato nel mese di aprile 2020) che rappresenta la parte di competenza Eni dei benefici fiscali ottenuti da Saipem in relazione ai costi sostenuti dalla Saipem risultati indeducibili oltre una somma a titolo di interessi risarcitori pari a $4,75 milioni.

(iv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA - Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Eni Rewind e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva.
In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Eni Rewind e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela.
Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il Giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Eni Rewind SpA e Versalis SpA ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate.
Nell'aprile 2018 l'appello proposto dal Comune è stato respinto. A luglio 2020 si è tenuta l'adunanza camerale del ricorso per Cassazione. Il Giudice ha confermato l'esito dei

precedenti gradi di giudizio, disponendo solo la condanna della Società al pagamento delle spese processuali a cui la Società ha prontamente provveduto.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2020, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 17,32 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 6,84 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,48 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

28 RICAVI

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Totale
2020						
Ricavi della gestione caratteristica	**6.359**	**5.362**	**24.937**	**7.135**	**194**	**43.987**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.969		9.024			10.993
- Vendita prodotti petroliferi	517		11.852			12.369
- Vendita gas naturale e GNL	3.505	5.000	20	2.741		11.266
- Vendita prodotti petrolchimici			3.277		19	3.296
- Vendita altri prodotti	113	(2)	36	2.366	2	2.515
- Servizi	255	364	728	2.028	173	3.548
	6.359	**5.362**	**24.937**	**7.135**	**194**	**43.987**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.896	5.239	24.639	7.135	78	42.987
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	463	123	298		116	1.000
2019						
Ricavi della gestione caratteristica	**10.499**	**9.230**	**41.976**	**7.972**	**204**	**69.881**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.505		17.361			20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189		19.615			20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	8.881	214	3.373		17.922
- Vendita prodotti petrolchimici			4.088		22	4.110
- Vendita altri prodotti	68		16	2.503	6	2.593
- Servizi	283	349	682	2.096	176	3.586
	10.499	**9.230**	**41.976**	**7.972**	**204**	**69.881**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	9.117	41.727	7.972	86	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249		118	1.033
2018						
Ricavi della gestione caratteristica	**9.943**	**11.931**	**46.088**	**7.684**	**176**	**75.822**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.982		18.471			22.453
- Vendita prodotti petroliferi	1.133		21.266			22.399
- Vendita gas naturale e GNL	4.554	11.575	166	3.347		19.642
- Vendita prodotti petrolchimici			5.539		35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	1	20	2.362	11	2.421
- Servizi	247	355	626	1.975	130	3.333
	9.943	**11.931**	**46.088**	**7.684**	**176**	**75.822**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.676	11.801	46.029	7.684	106	75.296
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	267	130	59		70	526

(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	818	747	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti		10	11

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica dove sono riportati i ricavi degli esercizi 2019 e 2018 riesposti a seguito del ridisegno della macrostruttura organizzativa di Eni avvenuta nel 2020.
I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	10	152	454
Altri proventi	950	1.008	662
	960	**1.160**	**1.116**

Gli altri proventi comprendono €357 milioni (€368 milioni nel 2019) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni.
Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

29 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	21.432	36.272	41.125
Costi per servizi	9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi	876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	349	858	1.120
Altri oneri	1.317	879	1.130
	33.684	**51.076**	**55.820**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(128)	(197)	(192)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(5)	(5)	(6)
	33.551	**50.874**	**55.622**

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi, comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €196 milioni (€275 milioni e €287 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018). L'esercizio 2018 comprendeva canoni per contratti di leasing operativo per €872 milioni.
I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €157 milioni (€194 milioni e €197 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €673 milioni (€1.183 milioni e €1.043 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'utilizzo netto al fondo rischi ambientali di €15 milioni (accantonamenti netti di €329 milioni e €266 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €76 milioni (accantonamenti netti di €60 milioni e di €101 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.
Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Salari e stipendi	2.193	2.417	2.409
Oneri sociali	458	449	448
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	102	85	220
Altri costi	239	213	170
	2.992	**3.164**	**3.247**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(118)	(152)	(142)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(11)	(16)	(12)
	2.863	**2.996**	**3.093**

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €105 milioni (€45 milioni e €37 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018) e oneri per programmi a contributi definiti per €96 milioni (€99 milioni e €95 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 - Fondi per benefici ai dipendenti.
I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2020		2019		2018	
(numero)	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	993	17	1.014	16	999	17
Quadri	9.280	73	9.267	77	9.095	84
Impiegati	15.995	349	15.945	361	16.220	361
Operai	4.780	287	4.910	287	5.259	283
	31.048	**726**	**31.136**	**741**	**31.573**	**745**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.
Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni

("Peer Group")[31] rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento[32]; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale ($/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG ($tCO_2eq./kboe$) relative alla produzione upstream, rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (ii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione; (iii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 11,73 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (tra €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714 per l'attribuzione 2019; €14,246 per l'attribuzione 2018), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (tra 7,0% e 10,0% per l'attribuzione 2020, 6,1% per l'attribuzione 2019 e 5,8% per l'attribuzione 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (tra 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019; 20% per l'attribuzione 2018), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €7 milioni (€9 milioni e €5 milioni rispettivamente nel 2019 e 2018) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità

(31) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.
(32) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Salari e stipendi	30	28	27
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	12	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	21	12	
	65	**54**	**39**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €7,54 milioni, €9,2 milioni e €9,6 milioni rispettivamente per gli esercizi 2020, 2019 e 2018. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,571 milioni, €0,613 milioni e €0,604 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2020, 2019 e 2018.
I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.531	3.087	3.967
Oneri finanziari	(4.958)	(4.079)	(4.663)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32
Strumenti finanziari derivati	351	(14)	(307)
	(1.045)	**(879)**	**(971)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche	10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	12	8	8
	(913)	**(962)**	**(627)**
Differenze attive (passive) di cambio	**(460)**	**250**	**341**
Strumenti finanziari derivati	**351**	**(14)**	**(307)**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	97	112	132
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	93	52
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(103)	(313)
	(23)	**(153)**	**(378)**
	(1.045)	**(879)**	**(971)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing. Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

31 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 15 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Dividendi	150	247	231
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita		19	22
Altri proventi (oneri) netti	(75)	15	910
	75	**281**	**1.163**

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €113 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €28 milioni (rispettivamente €186 milioni e €46 milioni nel 2019 e €187 milioni e €35 milioni nel 2018).
Gli altri proventi netti del 2018 comprendevano la plusvalenza di €889 milioni derivante dalla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS con la costituzione della joint venture Vår Energi AS determinata dalla differenza tra il valore d'iscrizione della partecipazione corrispondente al fair value dei net assets combinati e il valore di libro dei net assets ceduti.

32 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Imposte correnti:			
- imprese italiane	199	347	301
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	1.517	4.729	4.906
- altre imprese estere	84	152	163
	1.800	**5.228**	**5.370**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	672	599	130
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	73	(172)	497
- altre imprese estere	105	(64)	(27)
	850	**363**	**600**
	2.650	**5.591**	**5.970**

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €169 milioni.
La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2019 e nel 2018) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Utile (perdita) ante imposte	**(5.978)**	**5.746**	**10.107**
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	**(1.435)**	**1.379**	**2.426**
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.980	2.934	3.096
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate	1.785	938	261
- effetto imposte estere di società italiane	108	105	46
- effetto Irap delle società italiane	107	25	50
- effetto tassazione dividendi infragruppo	96	65	47
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	(30)	147	(24)
- altre motivazioni	39	(2)	68
	4.085	**4.212**	**3.544**
Imposte effettive	**2.650**	**5.591**	**5.970**

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €1.777 milioni (rispettivamente, €2.934 milioni e €3.014 milioni nel 2019 e 2018).
Nel 2020 il Gruppo rileva oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di €5.978 milioni. Questo è dovuto agli impatti della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività di Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali dell'esercizio.

33 UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2020 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017-2019 e 2020-2022.
La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2020	2019	2018
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		**3.572.549.651**	**3.592.249.603**	**3.601.140.133**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.465.718	2.251.406	2.782.584
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		**3.579.015.369**	**3.594.501.009**	**3.603.922.717**
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	**(8.635)**	**148**	**4.126**
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	(2,42)	0,04	1,15
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	(2,42)	0,04	1,15

34 ESPLORAZIONE E VALUTAZIONE DI RISORSE OIL & GAS

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative al settore Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		**34**	**17**
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	314	214	93
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	196	275	287
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	**510**	**489**	**380**
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	888	1.031	1.081
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.341	1.563	1.267
Totale attività materiali e immateriali	**2.229**	**2.594**	**2.348**
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	**93**	**109**	**77**
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	283	586	463
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	196	275	287
Totale effort esplorativo	**479**	**861**	**750**

35 INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ E PER AREA GEOGRAFICA

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

Con efficacia 1° luglio 2020 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020, finalizzata a trasformare la compagnia in un leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati.
La nuova struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO_2. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO_2. La società Eni Rewind (Ambiente), nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO e continueranno a essere svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la nuova segment information di Eni, confermando in buona sostanza l'impostazione preesistente, al 31 dicembre 2020 è articolata nei seguenti reportable segment:
Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO_2.
Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.
Refining & Marketing e Chimica: attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.
Eni gas e luce, Power & Renewables: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO_2 e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.
Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.
Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.
Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative periods sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo.
Di seguito le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO "riesposte" per l'esercizio 2019 e per l'esercizio 2018.

Informazioni pubblicate nel 2019:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2019						
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.572	50.015	23.334	1.681		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(11.855)	(2.317)	(1.476)		
Ricavi da terzi	10.499	38.160	21.017	205		69.881
Risultato operativo	7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Attività direttamente attribuibili[(a)]	68.915	9.176	12.336	1.860	(492)	91.795
Passività direttamente attribuibili[(a)]	20.164	7.852	4.599	3.927	(141)	36.401
2018						
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	25.744	55.690	25.216	1.589		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(12.581)	(2.622)	(1.413)		
Ricavi da terzi	9.943	43.109	22.594	176		75.822
Risultato operativo	10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Attività direttamente attribuibili[(a)]	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Passività direttamente attribuibili[(a)]	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

Informazioni riesposte:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2019							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Ricavi da terzi	10.499	9.230	41.976	7.972	204		69.881
Risultato operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Attività direttamente attribuibili[(a)]	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Passività direttamente attribuibili[(a)]	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
2018							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	25.744	14.807	46.483	8.218	1.588		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(2.876)	(395)	(534)	(1.412)		
Ricavi da terzi	9.943	11.931	46.088	7.684	176		75.822
Risultato operativo	10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983
Attività direttamente attribuibili[(a)]	63.051	4.642	13.099	4.008	1.103	(420)	85.483
Passività direttamente attribuibili[(a)]	18.110	4.089	6.201	2.364	4.051	(275)	34.540

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2020							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	13.590	7.051	25.340	7.536	1.559		
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.231)	(1.689)	(403)	(401)	(1.365)		
Ricavi da terzi	6.359	5.362	24.937	7.135	194		43.987
Risultato operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	98	64	118	(2)	26	45	349
Ammortamenti	(6.273)	(125)	(575)	(217)	(146)	32	(7.304)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(2.170)	(2)	(1.605)	(56)	(22)		(3.855)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	282		334	55	1		672
Radiazioni	(322)			(7)			(329)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(980)	(15)	(363)	6	(381)		(1.733)
Attività direttamente attribuibili[(a)]	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Attività non direttamente attribuibili[(b)]							30.044
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.680	259	2.605	217	988		6.749
Passività direttamente attribuibili[(a)]	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	32.405
Passività non direttamente attribuibili[(b)]							39.750
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	3.472	11	771	293	107	(10)	4.644
2019							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Ricavi da terzi	10.499	9.230	41.976	7.972	204		69.881
Risultato operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	97	234	276	(5)	307	(51)	858
Ammortamenti	(7.060)	(124)	(620)	(190)	(144)	32	(8.106)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.347)		(1.127)	(83)	(13)		(2.570)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	130	5	205	41	1		382
Radiazioni	(292)		(6)	(1)	(1)		(300)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(21)	(63)	10	(21)		(88)
Attività direttamente attribuibili[(a)]	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili[(b)]							31.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.108	346	3.107	141	1.333		9.035
Passività direttamente attribuibili[(a)]	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili[(b)]							39.139
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	6.996	15	933	357	89	(14)	8.376
2018							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	25.744	14.807	46.483	8.218	1.588		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(2.876)	(395)	(534)	(1.412)		
Ricavi da terzi	9.943	11.931	46.088	7.684	176		75.822
Risultato operativo	10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	235	53	274		579	(21)	1.120
Ammortamenti	(6.152)	(226)	(399)	(182)	(59)	30	(6.988)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(1.025)	(6)	(193)	(50)	(18)		(1.292)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	299	79		48			426
Radiazioni	(97)	(1)	(2)				(100)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	158	(2)	(67)	11	(168)		(68)
Attività direttamente attribuibili[(a)]	63.051	4.642	13.099	4.008	1.103	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili[(b)]							32.890
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.972	355	275	139	1.303		7.044
Passività direttamente attribuibili[(a)]	18.110	4.089	6.201	2.364	4.051	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili[(b)]							32.760
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.901	26	877	238	94	(17)	9.119

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.
(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2020								
Attività direttamente attribuibili[(a)]	17.228	4.159	3.174	4.485	16.360	33.341	857	79.604
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.198	152	119	441	1.267	1.443	24	4.644
2019								
Attività direttamente attribuibili[(a)]	19.346	7.237	1.151	5.230	17.898	40.021	912	91.795
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.402	306	9	1.017	1.685	3.902	55	8.376
2018								
Attività direttamente attribuibili[(a)]	18.646	7.086	1.031	4.546	16.910	36.155	1.109	85.483
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.424	267	538	534	1.782	4.533	41	9.119

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia	14.717	23.312	25.279
Resto dell'Unione Europea	9.508	18.567	20.408
Resto dell'Europa	8.191	6.931	7.052
Americhe	2.426	3.842	5.051
Asia	4.182	8.102	9.585
Africa	4.842	8.998	8.246
Altre aree	121	129	201
	43.987	**69.881**	**75.822**

A seguito dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea avvenuta nel 2020, i ricavi nel Regno Unito dell'esercizio 2020 di €4.410 milioni sono compresi nell'area geografica Resto dell'Europa mentre quelli dell'esercizio 2019 di €6.856 milioni e dell'esercizio 2018 di €6.268 milioni sono compresi nell'area geografica Unione Europea.

36 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

(c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. Le uniche operazioni non esenti, esaminate e valutate positivamente in applicazione della procedura, con riferimento all'interesse della Società e alla convenienza e correttezza delle relative condizioni, riguardano: (i) la revisione di un contratto per servizi connessi ad infrastrutture di rete con Vodafone Italia SpA; (ii) il rinnovo di un contratto per lo sviluppo di contenuti editoriali per la rivista World Energy con l'Istituto Affari Internazionali. Entrambe le controparti sono correlate a Eni SpA per il tramite di due componenti del Consiglio di Amministrazione;

(d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di

solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

		31.12.2020			2020		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti e altre attività**	**Debiti e altre passività**	**Garanzie**	**Ricavi**	**Costi**	**Altri proventi (oneri) operativi**
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		6	52			201	
Angola LNG Supply Services Llc				165			
Coral FLNG SA		6		1.079	49		
Gas Distibution Company of Thessaloniki - Thessaly SA			13			52	
Gruppo Saipem		87	254	509	18	350	
Karachaganak Petroleum Operating BV		25	141			816	
Mellitah Oil & Gas BV		54	250		2	156	
Petrobel Belayim Petroleum Co		65	467			556	
Societa Oleodotti Meridionali SpA		3	399		20	15	
Société Centrale Electrique du Congo SA		48			57		
Unión Fenosa Gas SA		11	4	57	9		(3)
Vår Energi AS		39	190	456	85	1.126	(118)
Altre(*)		72	24	1	66	167	
		416	**1.794**	**2.267**	**306**	**3.439**	**(121)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				165			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		112	1	1	11		
Altre		5	23	10	4	9	
		117	**24**	**176**	**15**	**9**	
		533	**1.818**	**2.443**	**321**	**3.448**	**(121)**
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		104	165		51	551	86
Gruppo Italgas		1	177		3	714	
Gruppo Snam		189	211		45	1.012	
Gruppo Terna		46	62		152	225	8
GSE - Gestore Servizi Energetici		52	37		586	309	40
Altre(*)		8	49		20	63	
		400	**701**		**857**	**2.874**	**134**
Altri soggetti correlati		**1**	**4**		**2**	**53**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»		**87**	**52**		**19**	**262**	
Totale		**1.021**	**2.575**	**2.443**	**1.199**	**6.637**	**13**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2019 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	71			229	
Angola LNG Supply Services Llc			181			
Coral FLNG SA	15		1.168	71		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			53	
Gruppo Saipem	75	227	510	27	503	
Karachaganak Petroleum Operating BV	33	198		1	1.134	
Mellitah Oil & Gas BV	57	171		3	365	
Petrobel Belayim Petroleum Co	50	1.130		7	1.590	
Unión Fenosa Gas SA	8	1	57	1	6	63
Vår Energi AS	32	143	482	63	1.481	(64)
Altre(*)	106	29	1	112	87	
	379	**1.983**	**2.399**	**285**	**5.448**	**(1)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			180			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	101	1	3	14		
Altre	5	25	14	6	18	
	106	**26**	**197**	**20**	**18**	
	485	**2.009**	**2.596**	**305**	**5.466**	**(1)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	185	284		105	602	(8)
Gruppo Italgas	3	154		1	677	
Gruppo Snam	278	229		71	1.208	
Gruppo Terna	40	45		171	223	17
GSE - Gestore Servizi Energetici	26	24		549	468	11
Altre	10	19		12	35	
	542	**755**		**909**	**3.213**	**20**
Altri soggetti correlati	**2**	**3**		**5**	**37**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**75**	**74**		**33**	**457**	
Totale	**1.104**	**2.841**	**2.596**	**1.252**	**9.173**	**19**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2018 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	96			156	
Angola LNG Supply Services Llc			177			
Coral FLNG SA	14		1.147	62		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	1	18			51	
Gruppo Saipem	75	171	793	30	420	
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	134		1	998	
Mellitah Oil & Gas BV	1	268		1	502	
Petrobel Belayim Petroleum Co	56	2.029		7	2.282	
Unión Fenosa Gas SA	4	7	57	123		37
Vår Energi AS	13	100	218			
Altre(*)	44	25		111	104	(26)
	236	**2.848**	**2.392**	**335**	**4.513**	**11**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			177			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	87	1	5	11		
Altre	6	23	14	7	13	
	93	**24**	**196**	**18**	**13**	
	329	**2.872**	**2.588**	**353**	**4.526**	**11**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	134	151		118	514	227
Gruppo Italgas	5	146		23	667	
Gruppo Snam	237	289		109	1.184	(1)
Gruppo Terna	26	47		150	231	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	67	85		555	588	74
Altre	25	18		45	34	
	494	**736**		**1.000**	**3.218**	**308**
Altri soggetti correlati	**1**	**2**		**4**	**32**	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**40**	**140**		**34**	**229**	
Totale	**864**	**3.750**	**2.588**	**1.391**	**8.005**	**319**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle Società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della Società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della Società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi);
- l'acquisizione di servizi di trasporto e servizi di distribuzione dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della Società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa, la vendita di gas e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della Società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;

- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla Società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:
- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, il fair value degli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:
- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €40 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €1 milione.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

		31.12.2020			2020	
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti**	**Debiti**	**Garanzie**	**Proventi Finanziari**	**Oneri Finanziari**
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				228		
Cardón IV SA		383			57	
Coral FLNG SA		288			22	1
Coral South FLNG DMCC				1.304		
Gruppo Saipem		2	167			6
Société Centrale Electrique du Congo SA		83			7	
Altre		15	12	1	27	18
		771	**179**	**1.533**	**113**	**25**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		36	28		1	
		36	**28**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			11			1
			11			**1**
		807	**218**	**1.533**	**114**	**26**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti	Debiti	Garanzie	2019 Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			249		
Cardón IV SA	563	5		77	
Coral FLNG SA	253				2
Coral South FLNG DMCC			1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA	85				20
Altre	18	14	2	18	14
	919	**19**	**1.676**	**95**	**36**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	48	28		1	
	48	**28**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato					
Altre	4	12			
	4	**12**			
Totale	**971**	**59**	**1.676**	**96**	**36**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018 Crediti	Debiti	Garanzie	2018 Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			245		
Cardón IV SA	705	36		95	
Coral FLNG SA	108				
Coral South FLNG DMCC			1.397		
Shatskmorneftegaz Sàrl				7	267
Société Centrale Electrique du Congo SA	64	30			5
Vår Energi AS		494			
Altre	38	4	22	13	9
	915	**564**	**1.664**	**115**	**281**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	49	25			
	49	**25**			
Imprese controllate dallo Stato					
Gruppo Enel		64			
Altre		8			2
		72			**2**
Totale	**964**	**661**	**1.664**	**115**	**283**

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla Società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla Società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi);
- la garanzia rilasciata nell'interesse della Società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi);
- le passività per beni in leasing verso il Gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione;
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	254	41	16,14	384	60	15,63
Crediti commerciali e altri crediti	10.926	802	7,34	12.873	704	5,47
Altre attività correnti	2.686	145	5,40	3.972	219	5,51
Altre attività finanziarie non correnti	1.008	766	75,99	1.174	911	77,60
Altre attività non correnti	1.253	74	5,91	871	181	20,78
Passività finanziarie a breve termine	2.882	52	1,80	2.452	46	1,88
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	849	54	6,36	889	5	0,56
Debiti commerciali e altri debiti	12.936	2.100	16,23	15.545	2.663	17,13
Altre passività correnti	4.872	452	9,28	7.146	155	2,17
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.169	112	2,69	4.759	8	0,17
Altre passività non correnti	1.877	23	1,23	1.611	23	1,43

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2020			2019			2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	43.987	1.164	2,65	69.881	1.248	1,79	75.822	1.383	1,82
Altri ricavi e proventi	960	35	3,65	1.160	4	0,34	1.116	8	0,72
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(33.551)	(6.595)	19,66	(50.874)	(9.173)	18,03	(55.622)	(8.009)	14,40
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(226)	(6)	2,65	(432)	28	..	(415)	26	..
Costo lavoro	(2.863)	(36)	1,26	(2.996)	(28)	0,93	(3.093)	(22)	0,71
Altri proventi (oneri) operativi	(766)	13	..	287	19	6,62	129	319	..
Proventi finanziari	3.531	114	3,23	3.087	96	3,11	3.967	115	2,90
Oneri finanziari	(4.958)	(26)	0,52	(4.079)	(36)	0,88	(4.663)	(283)	6,07

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi e proventi	1.199	1.252	1.391
Costi e oneri	(5.789)	(6.869)	(5.210)
Altri proventi (oneri) operativi	13	19	319
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(136)	(839)	683
Interessi	73	81	110
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(4.640)**	**(6.356)**	**(2.707)**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(842)	(2.332)	(2.768)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(370)	(339)	20
Variazione crediti finanziari	(160)	(241)	(566)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.372)**	**(2.912)**	**(3.314)**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	164	(817)	16
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**164**	**(817)**	**16**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(5.848)**	**(10.085)**	**(6.005)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2020			2019			2018		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.822	(4.640)	..	12.392	(6.356)	..	13.647	(2.707)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.587)	(1.372)	29,91	(11.413)	(2.912)	25,51	(7.536)	(3.314)	43,98
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	3.253	164	5,04	(5.841)	(817)	13,99	(2.637)	16	..

37 ALTRE INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI[33]

INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Nel 2020 e nel 2019 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.
Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2020 è di €78 milioni (€61 milioni al 31 dicembre 2019).

MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2020 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.
Nel 2019 è stato acquisito il 10% della Windirect BV.

PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2020

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,85	69,85
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	30,54	31,08
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Eni gas e luce	49,00	49,00
Joint operation					
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Collegate					
Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

(33) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2020 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che costituisce parte integrante delle presenti note.

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2020					
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	804	6.411	599	235	31	858
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*222*	*1.687*	*36*		*10*	*43*
Attività non correnti	16.042	4.831	717	2.040	344	924
Totale attività	**16.846**	**11.242**	**1.316**	**2.275**	**375**	**1.782**
Passività correnti	189	4.903	311	262	38	1.022
- di cui passività finanziarie correnti	*33*	*609*	*99*		*11*	*90*
Passività non correnti	15.019	3.391	501	1.615	51	333
- di cui passività finanziarie non correnti	*4.389*	*2.827*	*421*	*785*	*39*	*237*
Totale passività	**15.208**	**8.294**	**812**	**1.877**	**89**	**1.355**
Net equity	**1.638**	**2.948**	**504**	**398**	**286**	**427**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,85	31,08	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**1.144**	**908**	**242**	**199**	**140**	**188**
Ricavi e altri proventi	2.450	7.408	854	612	62	286
Costi operativi	(980)	(6.980)	(805)	(453)	(19)	(304)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.425)	(1.273)	(108)	(95)	(16)	(85)
Risultato operativo	**(1.955)**	**(845)**	**(59)**	**64**	**27**	**(103)**
Proventi (oneri) finanziari	31	(166)	(29)	(98)	(1)	(21)
Proventi (oneri) su partecipazioni		37	3			
Risultato ante imposte	**(1.924)**	**(974)**	**(85)**	**(34)**	**26**	**(124)**
Imposte sul reddito	603	(143)	(2)	(58)	(6)	(4)
Risultato netto	**(1.321)**	**(1.117)**	**(87)**	**(92)**	**20**	**(128)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(273)	46	(33)	(35)		(25)
Totale utile (perdita) complessivo	**(1.594)**	**(1.071)**	**(120)**	**(127)**	**20**	**(153)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(918)**	**(354)**	**(68)**	**(46)**	**10**	**(93)**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**274**	**3**			**9**	**10**

	2019					
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.385	7.012	585	208	31	551
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*182*	*2.272*	*41*	*6*	*12*	*40*
Attività non correnti	18.427	5.997	827	2.383	322	1.085
Totale attività	**19.812**	**13.009**	**1.412**	**2.591**	**353**	**1.636**
Passività correnti	2.374	5.204	225	255	24	819
- di cui passività finanziarie correnti	*33*	*557*	*49*		*9*	*165*
Passività non correnti	13.820	3.680	563	2.040	46	354
- di cui passività finanziarie non correnti	*3.929*	*3.147*	*493*	*1.140*	*33*	*274*
Totale passività	**16.194**	**8.884**	**788**	**2.295**	**70**	**1.173**
Net equity	**3.618**	**4.125**	**624**	**296**	**283**	**463**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,60	30,99	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.518**	**1.250**	**326**	**148**	**139**	**199**
Ricavi e altri proventi	2.552	9.118	1.255	598	58	270
Costi operativi	(1.015)	(7.972)	(1.221)	(456)	(16)	(277)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.208)	(690)	(53)	(86)	(14)	(47)
Risultato operativo	**329**	**456**	**(19)**	**56**	**28**	**(54)**
Proventi (oneri) finanziari	(1)	(210)	(37)	(133)	(1)	(14)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(18)	6			
Risultato ante imposte	**328**	**228**	**(50)**	**(77)**	**27**	**(68)**
Imposte sul reddito	(258)	(130)	8	(103)	(7)	(12)
Risultato netto	**70**	**98**	**(42)**	**(180)**	**20**	**(80)**
Altre componenti dell'utile complessivo	40	66	11	5		
Totale utile (perdita) complessivo	**110**	**164**	**(31)**	**(175)**	**20**	**(80)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**49**	**4**	**(14)**	**(90)**	**10**	**(40)**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**1.057**				**10**	**6**

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2020			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.391	618	133	623
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*97*	*428*	*83*	*303*
Attività non correnti	17.938	8.633	4.777	4.072
Totale attività	**19.329**	**9.251**	**4.910**	**4.695**
Passività correnti	4.897	424	172	656
- di cui passività finanziarie correnti	*4.404*	*101*		*263*
Passività non correnti	2.757	1.187	4.186	3.068
- di cui passività finanziarie non correnti	*456*	*999*	*4.186*	*2.928*
Totale passività	**7.654**	**1.611**	**4.358**	**3.724**
Net equity	**11.675**	**7.640**	**552**	**971**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.335**	**1.039**	**138**	**321**
Ricavi e altri proventi	11.933	976	1	954
Costi operativi	(12.370)	(548)		(917)
Ammortamenti e svalutazioni	(851)	(508)		(75)
Risultato operativo	**(1.288)**	**(80)**	**1**	**(38)**
Proventi (oneri) finanziari	(91)	(96)	(11)	(13)
Proventi (oneri) su partecipazioni				16
Risultato ante imposte	**(1.379)**	**(176)**	**(10)**	**(35)**
Imposte sul reddito	4		2	(9)
Risultato netto	**(1.375)**	**(176)**	**(8)**	**(44)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.101)	(710)	(48)	(60)
Totale utile (perdita) complessivo	**(2.476)**	**(886)**	**(56)**	**(104)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(275)**	**(24)**	**(2)**	**(26)**
Dividendi percepiti dalla collegata				**13**

	2019			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	4.659	890	241	838
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*42*	*653*	*240*	*91*
Attività non correnti	18.868	9.952	4.119	3.259
Totale attività	**23.527**	**10.842**	**4.360**	**4.097**
Passività correnti	8.470	185	230	585
- di cui passività finanziarie correnti	*3.694*			*63*
Passività non correnti	912	2.135	3.722	2.677
- di cui passività finanziarie non correnti	*479*	*1.943*	*3.722*	*2.515*
Totale passività	**9.382**	**2.320**	**3.952**	**3.262**
Net equity	**14.145**	**8.522**	**408**	**835**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.829**	**1.159**	**102**	**264**
Ricavi e altri proventi	399	1.552		818
Costi operativi	(357)	(549)		(763)
Ammortamenti e svalutazioni	(335)	(509)		(28)
Risultato operativo	**(293)**	**494**		**27**
Proventi (oneri) finanziari	(46)	(151)	(12)	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni	282			35
Risultato ante imposte	**(57)**	**343**	**(12)**	**60**
Imposte sul reddito	11		5	(10)
Risultato netto	**(46)**	**343**	**(7)**	**50**
Altre componenti dell'utile complessivo	(59)	162	8	5
Totale utile (perdita) complessivo	**(105)**	**505**	**1**	**55**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(9)**	**47**	**(2)**	**22**
Dividendi percepiti dalla collegata	**46**			**15**

38 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'Art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati[34]. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore[35] di joint venture non incorporate[36], costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).
In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.
Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[37].
L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2020, anche tramite una pluralità di atti.
Ai sensi delle disposizioni dell'Art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'Articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(34) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.
(35) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.
(36) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.
(37) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Policlinico Agostino Gemelli IRCCS	7.500.000
Fondazione Eni Enrico Mattei	4.956.727
Fondazione Teatro alla Scala	3.094.416
Eni Foundation	1.343.000
ASL Taranto	1.084.286
ASL Brindisi	1.023.763
AOR S. Carlo Potenza	899.067
Dipartimento della Protezione Civile	662.500
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Policlinico San Donato(*)	442.935
The Halo Trust	280.259
ASP Siracusa	279.185
WEF - World Economic Forum	278.707
AUSL Ravenna	194.974
World Food Programme	183.883
AOU Ospedali Riuniti Ancona	162.697
Torino World Affairs Institute (T.wai)	150.000
IRCCS Ospedale Sacro Cuore Don Calabria di Negrar (Verona)	132.500
ASST Bergamo	117.110
ASP Ragusa	113.293
ASP Caltanissetta	109.578
Council on Foreign Relations	101.509
Atlantic Council of the United States, Inc	93.375
Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)	87.581
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	87.581
World Business Council for Sustainable Development	75.811
Casa di cura Villa Erbosa-Bologna(*)	71.200
Associazione Pionieri e Veterani Eni	63.500
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	55.445
Bruegel	50.000
Fondazione COTEC - Fondazione per l'innovazione	50.000
Famiglia di un dipendente scomparso	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Comunità Frontiera Onlus	40.000
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Pietro(*)	38.470
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Marco(*)	37.500
Istituti Ospedalieri Bresciani - Istituto Clinico San Rocco(*)	35.600
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
ASP Messina	34.155
Center For Strategic & International Studies	32.406
Fondazione Italia Cina	30.002
ASL Latina	26.300
AOU Sassari	25.970
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Istituto Clinico Beato Matteo(*)	24.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	22.353
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Italiana Sclerosi Laterale Amiotrofica (AISLA ONLUS)	22.000
Council of the Americas	21.862
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Associazione CILLA Liguria	20.000
AMICAL	15.428
ASST Mantova Ospedale Carlo Poma	12.985
AULSS 3 Venezia Mestre	12.985

(*) Il totale delle erogazioni concesse al Gruppo San Donato (GSD) è pari a €661.805. Tale valore include anche le erogazioni singolarmente inferiori alla soglia di €10.000.

39 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2020, 2019 e 2018 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2020, 2019 e 2018 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ad eccezione di quanto già illustrato nelle note precedenti.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.456	6.465	14.596	19.081	39.848	11.278	10.662	14.567	1.359	136.312
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	311	454	33	2.163	10	1.411	896	179	5.477
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	300	20	1.424	216	1.226	109	34	20	11	3.360
Immobilizzazioni in corso	671	147	1.094	193	2.551	1.064	1.469	458	39	7.686
Costi capitalizzati lordi	**19.447**	**6.943**	**17.568**	**19.523**	**45.788**	**12.461**	**13.576**	**15.941**	**1.588**	**152.835**
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.565)	(5.597)	(12.793)	(12.161)	(32.248)	(2.839)	(9.003)	(12.612)	(805)	(103.623)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**3.882**	**1.346**	**4.775**	**7.362**	**13.540**	**9.622**	**4.573**	**3.329**	**783**	**49.212**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.466	68		1.384			1.833		14.751
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.131					11			2.142
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		23	8					6		37
Immobilizzazioni in corso		1.566	9		17			209		1.801
Costi capitalizzati lordi		**15.186**	**85**		**1.401**		**11**	**2.048**		**18.731**
Fondi ammortamento e svalutazione		(6.196)	(59)		(343)			(1.076)		(7.674)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a]		**8.990**	**26**		**1.058**		**11**	**972**		**11.057**
2019										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	17.643	6.747	15.512	20.691	43.272	12.118	11.434	15.912	1.360	144.689
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	323	502	34	2.361	11	1.592	979	194	6.014
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	384	21	1.549	225	1.328	116	36	23	12	3.694
Immobilizzazioni in corso	635	103	1.362	359	2.541	1.165	1.006	457	43	7.671
Costi capitalizzati lordi	**18.680**	**7.194**	**18.925**	**21.309**	**49.502**	**13.410**	**14.068**	**17.371**	**1.609**	**162.068**
Fondi ammortamento e svalutazione	(14.604)	(5.778)	(12.802)	(12.879)	(33.237)	(2.652)	(9.100)	(13.465)	(754)	(105.271)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**4.076**	**1.416**	**6.123**	**8.430**	**16.265**	**10.758**	**4.968**	**3.906**	**855**	**56.797**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.223	71		1.511		2	1.987		14.794
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.260					11			2.271
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		19	8					7		34
Immobilizzazioni in corso		945	7		15		19	229		1.215
Costi capitalizzati lordi		**14.447**	**86**		**1.526**		**32**	**2.223**		**18.314**
Fondi ammortamento e svalutazione		(5.287)	(61)		(323)		(20)	(1.124)		(6.815)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][b]		**9.160**	**25**		**1.203**		**12**	**1.099**		**11.499**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €843 milioni nel 2020 e €878 milioni nel 2019 per le società consolidate e per €170 milioni nel 2020 e €166 milioni nel 2019 per le società in joint venture e collegate.
(b) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			55	2						57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo[a]	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
Totale costi sostenuti società consolidate	**491**	**255**	**402**	**491**	**681**	**203**	**1.200**	**500**	**11**	**4.234**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo[b]		1.481	3		6			14		1.504
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1.528**	**3**		**6**			**14**		**1.551**
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo[a]	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	**1.118**	**292**	**985**	**1.684**	**2.165**	**496**	**1.454**	**1.226**	**82**	**9.502**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo[b]		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate[c]		**3.931**	**4**		**5**		**(1)**	**37**		**3.976**
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo[a]	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	**408**	**663**	**488**	**2.318**	**1.445**	**95**	**1.640**	**555**	**43**	**7.655**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo[b]			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			**5**				**103**	**(16)**		**92**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €516 milioni nel 2020, costi per €2.069 milioni nel 2019 e decrementi per €517 milioni nel 2018.
(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €424 milioni nel 2020, costi per €838 milioni nel 2019 e decrementi per €22 milioni nel 2018.
(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
Totale ricavi	**799**	**387**	**2.226**	**2.478**	**3.099**	**1.335**	**1.512**	**638**	**110**	**12.584**
Costi di produzione	(332)	(139)	(371)	(367)	(782)	(246)	(236)	(272)	(17)	(2.762)
Costi di trasporto	(4)	(30)	(39)	(11)	(21)	(164)	(4)	(12)		(285)
Imposte sulla produzione	(111)		(135)		(295)		(133)	(13)		(687)
Costi di ricerca	(19)	(14)	(124)	(56)	(77)	(3)	(104)	(112)	(1)	(510)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(1.149)	(252)	(1.158)	(848)	(2.187)	(454)	(1.070)	(678)	(65)	(7.861)
Altri (oneri) proventi	(255)	(45)	(360)	(204)	25	(153)	(90)	(71)	6	(1.147)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(1.071)**	**(93)**	**39**	**992**	**(238)**	**315**	**(125)**	**(520)**	**33**	**(668)**
Imposte sul risultato	219	69	(671)	(519)	(33)	(134)	(193)	86	(11)	(1.187)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**(852)**	**(24)**	**(632)**	**473**	**(271)**	**181**	**(318)**	**(434)**	**22**	**(1.855)**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi		782	10		131			307		1.230
Totale ricavi		**1.644**	**10**		**131**			**307**		**2.092**
Costi di produzione		(350)	(7)		(23)			(18)		(398)
Costi di trasporto		(161)	(1)		(11)					(173)
Imposte sulla produzione			(2)		(3)			(76)		(81)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.163)	(1)		(69)			(50)		(1.283)
Altri (oneri) proventi		(90)	(1)		(35)		(2)	(146)		(274)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(155)**	**(2)**		**(10)**		**(2)**	**17**		**(152)**
Imposte sul risultato		469	1					(29)		441
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**314**	**(1)**		**(10)**		**(2)**	**(12)**		**289**

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	**1.493**	**648**	**5.165**	**3.715**	**5.520**	**1.961**	**2.516**	**1.005**	**232**	**22.255**
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(392)**	**168**	**3.001**	**1.954**	**499**	**994**	**938**	**(14)**	**42**	**7.190**
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate[b]	**(244)**	**157**	**440**	**1.115**	**231**	**668**	**219**	**(19)**	**11**	**2.578**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		**1.757**	**15**		**207**			**315**		**2.294**
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**331**	**2**		**67**		**(3)**	**25**		**422**
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**152**			**67**		**(3)**	**(29)**		**187**

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay e che sono invece riportati nella segment Information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	**2.120**	**3.234**	**5.018**	**3.207**	**5.531**	**1.909**	**2.395**	**984**	**194**	**24.592**
Costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
Costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(7)	(16)		(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(281)	(664)	(582)	(795)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**791**	**1.662**	**3.631**	**1.797**	**420**	**1.047**	**822**	**17**	**68**	**10.255**
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**621**	**592**	**1.137**	**1.255**	**156**	**739**	**144**	**24**	**42**	**4.710**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			**15**		**257**		**6**	**420**		**698**
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costi di trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(26)			(114)		(143)
Costi di ricerca		(6)					(235)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi		(1)	2		(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(7)**	**5**		**366**		**(259)**	**(76)**		**29**
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**(7)**	**2**		**366**		**(261)**	**(111)**		**(11)**

(a) Include svalutazioni nette per €726 milioni.

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.
Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.
Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.
Nel 2020 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 41 $/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.
Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.
Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.
Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.
Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[38] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[39]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.
Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2020 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.
In particolare, nel 2020 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 36%[40] delle riserve Eni al 31 dicembre 2020.[41]
Nel triennio 2018-2020 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2020 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Balder in Norvegia e Merakes in Indonesia.
Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 57%, 57% e il 61% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 4%, il 3% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018.
Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 3%, il 4% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 63.338 milioni di metri cubi nel

(38) Dal 1991 al 2002 la Società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la Società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Societé Generale de Surveillance.
(39) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2020".
(40) Il 36% sale a 37% considerando anche la certificazione di A-LNG (riserve certe pari a 87 Mboe) condotta da Gaffney Cline per gli shareholders del Consorzio A-LNG (Eni 13,6%).
(41) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

2020 (66.024 milioni e 69.978 milioni rispettivamente nel 2019 e 2018); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.
I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020 ammontano a 2.005 milioni di boe, di cui 1.064 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 141 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 837 milioni di barili di liquidi e 133 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	**2.114**
Promozioni	(206)
Nuove scoperte ed estensioni	40
Revisioni di precedenti stime	53
Miglioramenti da recupero assistito	4
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	**2.005**

Nel 2020 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 109 milioni di boe, incluso l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione gas pari a +18 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono diminuite di 114 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 5 milioni di boe).
Le principali variazioni sono riferite a:

(i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-206 milioni di boe) a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Zohr in Egitto (79 mmboe), di Zubair in Iraq (34 mmboe), al progetto Area 1 in Messico (17 mmboe), alla concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (16 mmboe) e al campo di Karachaganak in Kazakhstan (14 mmboe);

(ii) nuove scoperte ed estensioni pari +40 milioni di boe, di cui 33 milioni di barili di olio e 1 miliardo di metri cubi di gas naturale. L'incremento di 33 milioni di barili è relativo principalmente alla decisione finale d'investimento dei progetti Breidablikk in Norvegia (30 mmboe) e Pegasus negli Stati Uniti (3 mmboe). L'incremento di 1 miliardo di metri cubi è relativo al giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti;

(iii) revisioni di precedenti stime (+53 milioni di boe, incluso l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione di gas), di cui 24 milioni di barili di olio e circa 2 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive per 319 milioni di boe sono principalmente riferite a maggiori entitlements nei giacimenti Zubair in Iraq (47 mmboe), Karachaganak in Kazakhstan (37 mmboe) e Area 1 in Messico (32 mmboe), nonché all'avanzamento dell'attività di sviluppo presso Zohr in Egitto (37 mmboe), nel campo Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (27 mmboe) e Merakes in Indonesia (44 mmboe). Le revisioni negative di 266 milioni di boe sono riferite principalmente a effetti prezzo negativi relativi all'Area A ed E in Libia (-41 mmboe), Belayim e Abu Rudeis in Egitto (-45 mmboe), a minori performance dei progetti Tuomo West (-33 mmboe), Val d'Agri in Italia (-23 mmboe), Cafc/Mle in Algeria (-15 mmboe), Grane in Norway (-12 mmboe), Nasr negli Emirati Arabi Uniti (-6 mmboe), Front Runner negli USA (-6 mmboe), M'boundi in Congo (-5 mmboe), Blacktip in Australia (-4 mmboe);

(iv) miglioramenti da recupero assistito (4 milioni di boe) riferiti principalmente al campo di Burun in Turkmenistan.

RISERVE CERTE DI PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	*137*	*37*	*301*	*149*	*519*	*682*	*245*	*148*	*1*	*2.219*
non sviluppate	*57*	*4*	*167*	*115*	*175*	*64*	*246*	*77*		*905*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	**178**	**34**	**383**	**227**	**624**	**805**	**579**	**224**	**1**	**3.055**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		*219*	*12*		*7*			*31*		*269*
non sviluppate		*205*			*3*					*208*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		**400**	**12**		**18**			**30**		**460**
Riserve al 31 dicembre 2020	**178**	**434**	**395**	**227**	**642**	**805**	**579**	**254**	**1**	**3.515**
Sviluppate	**146**	**207**	**255**	**172**	**484**	**716**	**297**	**173**	**1**	**2.451**
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	**32**	**227**	**140**	**55**	**158**	**89**	**282**	**81**		**1.064**
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	*156*	*44*	*317*	*153*	*551*	*587*	*252*	*143*	*5*	*2.208*
non sviluppate	*52*	*4*	*176*	*126*	*167*	*117*	*224*	*109*		*975*
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni[a]					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**41**	**468**	**264**	**694**	**746**	**491**	**225**	**1**	**3.124**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		*154*	*11*		*8*			*32*		*205*
non sviluppate		*143*			*4*			*5*		*152*
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		**424**	**12**		**10**			**31**		**477**
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**465**	**480**	**264**	**704**	**746**	**491**	**256**	**1**	**3.601**
Sviluppate	**137**	**256**	**313**	**149**	**526**	**682**	**245**	**179**	**1**	**2.488**
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
Non sviluppate	**57**	**209**	**167**	**115**	**178**	**64**	**246**	**77**		**1.113**
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) Include 0,6 Mboe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
di cui: sviluppate	*169*	*219*	*306*	*203*	*546*	*547*	*81*	*144*	*5*	*2.220*
non sviluppate	*46*	*141*	*170*	*77*	*218*	*219*	*151*	*18*	*2*	*1.042*
Acquisizioni							319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	(27)	(54)	23	(1)	86
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte					13		1	86		100
Produzione	(22)	(40)	(56)	(28)	(89)	(35)	(28)	(19)	(1)	(318)
Cessioni		(278)		(1)						(279)
Riserve al 31 dicembre 2018	**208**	**48**	**493**	**279**	**718**	**704**	**476**	**252**	**5**	**3.183**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
di cui: sviluppate			*12*		*6*			*25*		*43*
non sviluppate					*6*			*111*		*117*
Acquisizioni		297								297
Revisioni di precedenti stime					1			(96)		(95)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(3)		(5)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2018		**297**	**11**		**12**			**37**		**357**
Riserve al 31 dicembre 2018	**208**	**345**	**504**	**279**	**730**	**704**	**476**	**289**	**5**	**3.540**
Sviluppate	**156**	**198**	**328**	**153**	**559**	**587**	**252**	**175**	**5**	**2.413**
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
joint venture e collegate		154	11		8			32		205
Non sviluppate	**52**	**147**	**176**	**126**	**171**	**117**	**224**	**114**		**1.127**
consolidate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
joint venture e collegate		143			4			5		152

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2018 al 2020 sono discusse di seguito.

SOCIETÀ CONSOLIDATE

Acquisizioni

Nel 2018 l'acquisto di riserve certe (319 milioni di barili) è relativo principalmente all'ingresso nei due Concession Agreement di Lower Zakum e di Umm Shaif e Nasr in Abu Dhabi.
Nel 2019 l'acquisto di riserve certe (29 milioni di barili) è relativo all'acquisizione del 100% del giacimento produttivo Ooguruk in Alaska.
Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime di 86 milioni di barili sono riferite principalmente: a variazioni positive nei progetti Meleiha in Egitto, Struttura E in Libia e Nikaitchuq negli Stati Uniti; variazioni negative in Karachaganak in Kazakhstan e in Zubair in Iraq.
Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono pari a 203 milioni di barili e riguardano principalmente: (i) revisioni positive di 79 milioni di barili in Kazakshtan e riguardano l'avanzamento nelle attività di sviluppo dei giacimenti Kashagan e Karachaganak; (ii) revisioni positive di 37 milioni di barili in Africa Settentrionale riferite principalmente allo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria e minori contributi dallo sviluppo di progetti in Libia; (iii) revisioni positive di 46 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana e relative all'avanzamento delle attività di sviluppo di progetti in Nigeria e Angola; e (iv) revisioni positive di 45 milioni di barili nel Resto dell'Asia essenzialmente per effetto entitlement.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono pari a 184 milioni di barili.
Le revisioni positive di 100 milioni di barili in Kazakhstan sono riferite principalmente a maggiori entitlements e all'avanzamento delle attività di sviluppo.
Nel resto dell'Asia le revisioni positive di 114 milioni sono dovute a maggiori entitlements in Iraq (74 mmbbl) e all'avanzamento di progetti quali la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (37 mmbbl).
Le revisioni positive di 10 milioni di barili in Africa Sub Sahariana sono dovute a maggiori entitlements in Nigeria (14 mmbbl), Angola (8 mmbbl) e Ghana (3 mmbbl), compensate da revisioni negative dei giacimenti Loango e Zatchi in Congo (-18 mmbbl).

In America le revisioni positive di 16 milioni di barili sono dovute a maggiori entitlements in Messico (25 mmbbl), parzialmente compensati dalla rimozione di riserve non economiche negli USA (-9 mmbbl).
In Egitto le revisioni negative di 14 milioni sono dovute principalmente al progetto Abu Rudeis.
In Africa Settentrionale 44 milioni di revisioni negative sono dovute all'effetto prezzo e al taglio degli investimenti principalmente in Libia (-30 mmbbl) e in Algeria (-17 mmbbl).

Miglioramenti da recupero assistito
Nel 2018 i miglioramenti da recupero assistito di 13 milioni di barili sono riferiti principalmente ad Egitto ed Iraq.
Nel 2019 non sono si sono registrati miglioramenti da recupero assistito.
Nel 2020 i miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili sono riferiti al progetto Burun in Turkmenistan.

Estensioni e nuove scoperte
Nel 2018 le nuove scoperte ed estensioni di 100 milioni di barili sono riferite principalmente per 85 milioni di barili al sanzionamento della decisione finale di investimento del progetto operato di Area1 in Messico.
Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni di 34 milioni di barili sono riferite essenzialmente per 21 milioni di barili alla decisione finale d'investimento del progetto Assa North in Nigeria e alla scoperta di Agogo nel Blocco operato 15/06 in Angola nonché all'avanzamento delle attività in Nikaitchuq negli Stati Uniti.
Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 5 milioni di barili nei campi Pegasus e Front Runner negli Stati Uniti e Mahani negli Emirati Arabi Uniti.

Cessioni
Nel 2018 le cessioni di 279 milioni di barili fanno riferimento alla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS. Il contratto di fusione prevedeva la cessione delle riserve della prima controllata Eni Norge nell'ambito della business combination con Point Resources e l'acquisizione di Eni della quota delle riserve detenute dalla joint venture Vår Energi, partecipata da Eni con una quota del 70%. La fusione non ha prodotto effetti significativi in quanto le riserve cedute in relazione alla perdita del controllo sulla ex controllata Eni Norge erano compensate dall'acquisizione dell'interessenza di Eni nelle riserve dell'entità valutata con il patrimonio netto.
Nel 2019 le cessioni di 29 milioni di barili sono relative per 28 milioni di barili alla cessione dell'intera quota degli asset produttivi in Ecuador.
Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

Acquisizioni
Nel 2018 le acquisizioni di 297 milioni di barili fanno riferimento al citato progetto di fusione in Norvegia con la creazione di Vår Energi.
Nel 2019 le acquisizioni di 109 milioni di barili fanno riferimento all'acquisizione di asset di ExxonMobil in Norvegia da parte della joint venture Vår Energi.
Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime
Nel 2018 le revisioni di precedenti stime negative per 95 milioni di barili includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario in Venezuela (-96 milioni di barili) a causa del deterioramento del contesto operativo locale.
Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 42 milioni di barili sono riferite principalmente all'area Resto d'Europa (45 milioni di barili) a seguito delle attività di sviluppo del progetto Balder X in Norvegia.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 2 milioni di barili. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (11 milioni di barili) nei campi di Ringhorne East ed Ekofisk in Norvegia per effetto prezzo sono state compensate dalla revisione positiva in Africa Sub-Sahariana (9 milioni di barili) relativa essenzialmente al progetto Angola LNG per migliori performance.

Estensioni e nuove scoperte
Nel 2018 non si sono registrate estensioni e nuove scoperte.
Nel 2019 le estensioni e nuove scoperte di 6 milioni di barili sono riferite allo sviluppo del giacimento Trestakk in Norvegia.
Nel 2020 le estensioni e nuove scoperte di 30 milioni di barili sono riferite alla decisione finale di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia.

Cessioni
Nel 2018 non sono state effettuate cessioni.
Nel 2019 le cessioni di 6 milioni di barili sono relative alla cessione di asset minori in Norvegia.
Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

RISERVE CERTE DI GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
di cui: sviluppate	*18.592*	*6.840*	*38.927*	*135.274*	*52.609*	*55.743*	*19.403*	*5.282*	*9.118*	*341.788*
non sviluppate	*2.706*	*558*	*38.605*	*11.719*	*63.586*	*4*	*18.800*	*1.503*	*5.232*	*142.713*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione[a]	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	**9.862**	**5.882**	**62.336**	**132.859**	**109.397**	**56.725**	**44.992**	**4.961**	**13.420**	**440.434**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
di cui: sviluppate		*16.914*	*388*		*2.520*			*46.661*		*66.483*
non sviluppate		*4.955*			*5.635*					*10.590*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(3.638)	22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione[b]		(3.783)	(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		**14.448**	**379**		**10.331**			**44.149**		**69.307**
Riserve al 31 dicembre 2020	**9.862**	**20.330**	**62.715**	**132.859**	**119.728**	**56.725**	**44.992**	**49.110**	**13.420**	**509.741**
Sviluppate	**7.934**	**17.245**	**29.086**	**127.730**	**54.411**	**56.725**	**19.094**	**47.224**	**8.927**	**368.376**
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
Non sviluppate	**1.928**	**3.085**	**33.629**	**5.129**	**65.317**		**25.898**	**1.886**	**4.493**	**141.365**
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	*27.744*	*8.502*	*40.967*	*94.332*	*52.973*	*52.263*	*23.271*	*4.351*	*12.796*	*317.199*
non sviluppate	*6.214*	*553*	*40.895*	*55.034*	*46.267*	*4.061*	*11.175*	*3.488*	*5.636*	*173.323*
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione[a]	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni[b]					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**7.398**	**77.532**	**146.993**	**116.195**	**55.747**	**38.203**	**6.785**	**14.350**	**484.501**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		*7.816*	*382*		*1.633*			*48.613*		*58.444*
non sviluppate		*2.386*			*7.155*					*9.541*
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione[c]		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		**21.869**	**388**		**8.155**			**46.661**		**77.073**
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**29.267**	**77.920**	**146.993**	**124.350**	**55.747**	**38.203**	**53.446**	**14.350**	**561.574**
Sviluppate	**18.592**	**23.754**	**39.315**	**135.274**	**55.129**	**55.743**	**19.403**	**51.943**	**9.118**	**408.271**
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	**2.706**	**5.513**	**38.605**	**11.719**	**69.221**	**4**	**18.800**	**1.503**	**5.232**	**153.303**
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.538 Mscm.
(b) Include 498 Mscm parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.
(c) Include volumi destinati all'autoconsumo per 315 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
di cui: sviluppate	*27.962*	*21.829*	*34.913*	*40.228*	*47.949*	*53.179*	*24.376*	*4.842*	*14.709*	*269.987*
non sviluppate	*4.041*	*3.561*	*54.158*	*82.982*	*55.680*	*6.518*	*5.757*	*1.528*	*5.345*	*219.570*
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione[a]	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	**33.958**	**9.055**	**81.862**	**149.366**	**99.240**	**56.324**	**34.446**	**7.839**	**18.432**	**490.522**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
di cui: sviluppate			*371*		*2.348*		*41*	*51.505*		*54.265*
non sviluppate					*7.531*					*7.531*
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione[b]			(46)		(922)		(22)	(2.291)		(3.281)
Cessioni							(19)			(19)
Riserve al 31 dicembre 2018		**10.202**	**382**		**8.788**			**48.613**		**67.985**
Riserve al 31 dicembre 2018	**33.958**	**19.257**	**82.244**	**149.366**	**108.028**	**56.324**	**34.446**	**56.452**	**18.432**	**558.507**
Sviluppate	**27.744**	**16.318**	**41.349**	**94.332**	**54.606**	**52.263**	**23.271**	**52.964**	**12.796**	**375.643**
consolidate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
Non sviluppate	**6.214**	**2.939**	**40.895**	**55.034**	**53.422**	**4.061**	**11.175**	**3.488**	**5.636**	**182.864**
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
joint venture e collegate		2.386			7.155					9.541

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.287 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 239 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2018 al 2020 sono discusse di seguito.

SOCIETÀ CONSOLIDATE

Acquisizioni

Nel 2018 le acquisizioni di 1.966 milioni di metri cubi sono riferite essenzialmente all'ingresso nei due Concession Agreement in Abu Dhabi come discusso precedentemente.
Nel 2019 le acquisizioni sono pari a 207 milioni di metri cubi e si riferiscono all'acquisizione di Oooguruk in Alaska.
Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime sono positive per 78.031 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo in Egitto (63.365 milioni di metri cubi) nei progetti Zohr e Nidoco NW.
Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono positive per 34.751 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente a: (i) Africa Sub-Sahariana per 21.166 milioni di metri cubi a seguito della decisione finale d'investimento per l'espansione dell'impianto di GNL di Bonny in Nigeria (Eni 10,4%); (ii) Egitto per 13.223 milioni di metri cubi a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo del giacimento Zohr e di altri progetti minori; e (iii) Africa Settentrionale (7.547 milioni di metri cubi) per lo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria. Le revisioni negative di 8.770 milioni di metri cubi in Italia sono riferite alla variazione dei prezzi gas di produzione con conseguenti effetti negativi sull'economicità dei profili di produzione.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 3.890 milioni di metri cubi principalmente in: (i) Italia (-8.155 milioni di metri cubi) riferito essenzialmente ai progetti Hera Lacina-Linda, Cervia-Arianna, Luna, Annamaria, Val d'Agri e Porto Garibaldi-Agostino e altri campi gas in Adriatico per effetto prezzo; e (ii) Africa Settentrionale (-7.347 milioni di metri cubi) principalmente nei progetti in Libia (-8.132 milioni di metri cubi) in particolare nei campi di Bahr Essalam ed Area E per effetto prezzo e vari campi in Algeria (522 milioni di metri cubi); iii) Egitto -1.834 milioni di metri cubi revisioni

sul campo di Tuna e sul campo di Zohr per l'effetto prezzo; iv) America -925 milioni di metri cubi per effetto prezzo su vari campi a gas negli Stati Uniti (-2.215 milioni di metri cubi) principalmente i campi dell'area Alliance parzialmente compensati dall'area Area 1 in Mexico (1.291 milioni di metri cubi). Le revisioni positive si riferiscono principalmente a: (i) Resto dell'Asia (10.086 milioni di metri cubi) per i progetti Merakes in Indonesia (6.440 milioni di metri cubi) per migliori performance e Zubair in Iraq (2.741 milioni di metri cubi) per revisioni profili; e (ii) Kazakhstan (3.902 milioni di metri cubi) per il progetto Karachaganak per revisioni tecniche e maggiori entitlement per effetto prezzo.

Miglioramenti da recupero assistito
Nel 2018 i miglioramenti da recupero assistito sono marginali e pari a 2 milioni di metri cubi.
Nel 2019 e 2020 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte
Nel 2018 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 10.596 milioni di metri cubi e si riferiscono essenzialmente a: (i) Resto dell'Asia (5.797 milioni di metri cubi) principalmente per la decisione finale d'investimento del progetto Merakes in Indonesia; (ii) Italia (2.446 milioni di metri cubi) principalmente per la decisione finale d'investimento del progetto Argo e Cassiopea; e (iii) America (2.165 milioni di metri cubi) per la decisione finale d'investimento del progetto operato Area 1 in Messico.
Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 10.136 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (7.775 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del progetto Udr-Ghasha nell'offshore degli Emirati Arabi Uniti.
Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 1.811 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.524 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021 e in Egitto per le scoperte near field nelle concessioni di Bashrush e Abu Madi West.

Cessioni
Nel 2018 le cessioni di 38.536 milioni di metri cubi si riferiscono principalmente a: (i) Egitto (24.615 milioni di metri cubi) a seguito della cessione del 10% del progetto Zohr a Mubadala Petroleum; e (ii) Resto d'Europa (13.140 milioni di metri cubi) a seguito principalmente della dismissione degli asset in Croazia e degli effetti della sopra citata business combination in Norvegia.
Nel 2019 le cessioni di 1.874 milioni di metri cubi sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.360 milioni di metri cubi) a seguito della cessione della quota del 20% della scoperta Merakes in Indonesia.
Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

Acquisizioni
Nel 2018 le acquisizioni di 10.202 milioni di metri cubi si riferiscono al citato progetto di fusione in Norvegia con la creazione di Vår Energi (Eni 70%).
Nel 2019 le acquisizioni di 11.472 milioni di metri cubi si riferiscono alla citata acquisizione degli asset norvegesi di ExxonMobil da parte di Vår Energi (Eni 70%).
Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime
Nel 2018 le revisioni di precedenti stime negative per 713 milioni di metri cubi si riferiscono principalmente al de-booking delle riserve in Venezuela, già citato in precedenza.
Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 2.583 milioni di metri cubi si riferiscono essenzialmente al Resto d'Europa (2.136 milioni di metri cubi) a seguito dell'avanzamento del progetto Balder X e dei campi Snorre e Smørbukk in Norvegia.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 741 milioni di metri cubi. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (3.638 milioni di metri cubi) riferite principalmente ai progetti Grane e Midgard in Norvegia sono state parzialmente compensate dalle revisioni positive in Africa Sub-Sahariana (3.200 milioni di metri cubi) per il progetto Angola LNG.

Estensioni e nuove scoperte
Nel triennio 2018-2020 non si sono verificate estensioni e nuove scoperte di rilievo.

Cessioni
Nel 2018 le cessioni sono pari a 19 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto dell'Asia, in particolare in Indonesia.
Nel 2019 le cessioni sono pari a 5 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto d'Europa, in particolare in Norvegia.
Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2020, 2019 e 2018. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.
Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.
I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.
Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**608**	**228**	**9.971**	**16.850**	**11.735**	**13.552**	**10.776**	**1.470**	**1.088**	**66.278**
Imposte sul reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**438**	**167**	**5.025**	**11.530**	**8.747**	**11.239**	**4.002**	**1.029**	**948**	**43.125**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**405**	**275**	**2.612**	**7.429**	**5.033**	**5.199**	**2.321**	**547**	**565**	**24.386**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		15.306	251		1.253			6.291		23.101
Costi futuri di produzione		(5.942)	(98)		(982)			(1.641)		(8.663)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.244)	(29)		(46)			(137)		(6.456)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**3.120**	**124**		**225**			**4.513**		**7.982**
Imposte sul reddito future		(576)	(54)		(3)			(1.375)		(2.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**2.544**	**70**		**222**			**3.138**		**5.974**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.055)	(43)		(110)			(1.460)		(2.668)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**1.489**	**27**		**112**			**1.678**		**3.306**
Totale	**405**	**1.764**	**2.639**	**7.429**	**5.145**	**5.199**	**2.321**	**2.225**	**565**	**27.692**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**3.734**	**755**	**26.154**	**24.495**	**26.979**	**25.834**	**16.285**	**3.689**	**1.168**	**129.093**
Imposte sul reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**2.938**	**506**	**12.522**	**16.666**	**17.053**	**20.349**	**4.906**	**2.655**	**1.025**	**78.620**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**2.472**	**569**	**6.670**	**10.844**	**10.449**	**9.517**	**2.916**	**1.468**	**582**	**45.487**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**11.622**	**244**		**865**			**5.547**		**18.278**
Imposte sul reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.602**	**167**		**640**			**3.764**		**9.173**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.058**	**79**		**318**			**1.955**		**5.410**
Totale	**2.472**	**3.627**	**6.749**	**10.844**	**10.767**	**9.517**	**2.916**	**3.423**	**582**	**50.897**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.670)	(1.350)	(4.700)	(2.769)	(6.778)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**8.043**	**2.107**	**32.225**	**24.231**	**30.339**	**29.782**	**18.137**	**5.687**	**1.517**	**152.068**
Imposte sul reddito future	(1.671)	(798)	(17.514)	(7.829)	(11.566)	(6.524)	(11.980)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**6.372**	**1.309**	**14.711**	**16.402**	**18.773**	**23.258**	**6.157**	**3.896**	**1.228**	**92.106**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(491)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**4.327**	**1.185**	**7.984**	**9.838**	**11.272**	**10.781**	**3.899**	**2.388**	**737**	**52.411**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		18.608	347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione		(4.686)	(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(3.633)	(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**10.289**	**206**		**1.727**			**5.909**		**18.131**
Imposte sul reddito future		(6.822)	(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**3.467**	**163**		**1.523**			**4.070**		**9.223**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.104)	(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**2.363**	**87**		**730**			**2.061**		**5.241**
Totale	**4.327**	**3.548**	**8.071**	**9.838**	**12.002**	**10.781**	**3.899**	**4.449**	**737**	**57.652**

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2020, 2019 e 2018.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	**45.487**	**5.410**	**50.897**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(21.101)**	**(2.104)**	**(23.205)**
Valore al 31 dicembre 2020	**24.386**	**3.306**	**27.692**

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	**52.411**	**5.241**	**57.652**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
- cessioni di riserve[(a)]	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(6.924)**	**169**	**(6.755)**
Valore al 31 dicembre 2019	**45.487**	**5.410**	**50.897**

(a) Include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2018			
Valore al 31 dicembre 2017	**36.993**	**2.633**	**39.626**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.468	14	6.482
- revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
- effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
- variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
- acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
- cessioni di riserve	(8.363)		(8.363)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	**15.418**	**2.608**	**18.026**
Valore al 31 dicembre 2018	**52.411**	**5.241**	**57.652**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'Art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'Art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2020.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2020:
   a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
   b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

18 marzo 2021

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Relazione della Società di revisione

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2020, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2020, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 77852240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25122 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275011 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00152 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 5480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate	
Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 12 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing", Nota 15 "Partecipazioni" e Nota 20 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato	
Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in leasing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 39.648 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal)* E&P per Euro 1.341 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 7.118 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.274 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 888 milioni. Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2020 ammonta ad Euro 8.454 milioni. Inoltre, il Gruppo detiene partecipazioni, operanti nel settore E&P, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto per un ammontare complessivo, al 31 dicembre 2020, pari ad Euro 2.680 milioni.	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza. Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione: (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti; (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2020 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 6.273 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2020 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P e nella Partecipazione Var Energi AS (valutata con il metodo del patrimonio netto), fortemente caratterizzate dagli effetti della pandemia COVID-19 che ha comportato una contrazione di proporzioni storiche della domanda di idrocarburi determinando il conseguente crollo dei prezzi delle commodity, sono rispettivamente pari ad Euro 1.860 milioni e pari ad Euro 918 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2021 – 2024, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21;
(iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dei Diritti e potenziale esplorativo e alla Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici del Gruppo che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Gruppo.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;
(ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti;
(iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

(v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
(vi) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
(vii) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati (iii) del significativo impatto della pandemia COVID-19 e della conseguente contrazione nei consumi di idrocarburi che ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity e (iv) della significatività delle connesse voci di bilancio.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance e Treasury*, e della funzione *Capital Projects & Infrastructure*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2021 – 2024 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della pandemia COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate nonché la coerenza delle stesse con le informazioni contenute nella Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e dei correlati rischi climatici.

Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio consolidato

Il Gruppo è interessato da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*Indagine Congo* e l'*OPL 245 Nigeria*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*.

Per l'indagine Congo, a seguito dell'avvenuta derubricazione del reato di corruzione internazionale e conseguente adesione all'ipotesi di sanzione concordata proposta dal Pubblico Ministero, il Gruppo ha stanziato a fondo rischi un

Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui il Gruppo è coinvolto, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa.

In particolare, è stata effettuata la

importo pari ad Euro 11,8 milioni; per i procedimenti OPL *245 Nigeria* per il quale è intervenuta sentenza di assoluzione di primo grado in data 17 marzo 2021 e *Proc. Pen. 12333/2017,* il Gruppo non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile.

La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti ha rappresentato un complesso processo valutativo che ha comportato l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella elaborazione dell'informativa fornita in bilancio.

Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono stati supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.

comprensione del processo estimativo adottato dal Gruppo relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti.

In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione degli esiti dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso:

- esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo e/o dai suoi organi di governance;
- esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni del Gruppo, con la funzione di Internal Audit, con la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi;
- esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti.

Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2020, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2020 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2020 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n° 254

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n° 254.

Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n° 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 2 aprile 2021

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Bilancio di esercizio

2020

1 RELAZIONE SULLA GESTIONE **2**

2 BILANCIO CONSOLIDATO **198**

3 BILANCIO DI ESERCIZIO **344**

Schemi di bilancio 346

Note al bilancio di esercizio 352

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti 417

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998 418

Attestazione del management 425

Relazione della Società di revisione 426

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti 434

4 ALLEGATI **436**

Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2020 Totale	31.12.2020 *di cui verso parti correlate*	31.12.2019 Totale	31.12.2019 *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	8.111.215.941	*148.064.138*	4.752.470.760	*110.988.773*
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.020.000.942		6.229.958.835	
Altre attività finanziarie	(16)	4.822.091.843	*4.818.254.040*	4.692.864.012	*4.688.843.170*
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	3.755.913.387	*2.259.846.477*	4.980.639.428	*2.981.395.714*
Rimanenze	(8)	1.098.685.672		1.663.573.673	
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.138.940		63.343.576	
Altre attività	(10)	1.322.120.444	*963.299.411*	1.532.342.642	*993.956.577*
		24.152.167.169		**23.915.192.926**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	6.568.559.866		7.482.764.775	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.888.129.130		2.027.023.519	
Attività immateriali	(13)	100.610.608		157.547.351	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	993.584.286		1.413.226.422	
Partecipazioni	(15)	46.854.796.677		42.534.715.849	
Altre attività finanziarie	(16)	4.355.079.257	*4.335.201.428*	4.168.637.337	*4.148.763.021*
Attività per imposte anticipate	(17)	113.439.722		993.402.181	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.577.010		79.752.834	
Altre attività	(10)	909.664.462	*295.753.995*	521.877.781	*279.072.941*
		61.861.441.018		**59.378.948.049**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**1.818.699**		**1.588.442**	
TOTALE ATTIVITÀ		**86.015.426.886**		**83.295.729.417**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	3.929.488.904	*3.730.962.826*	4.621.894.240	*4.413.058.546*
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.848.002.204	*119.785.353*	3.080.748.473	*978.335*
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	422.865.118	*207.609.107*	337.189.259	*160.555.668*
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	4.153.295.991	*1.917.841.952*	5.544.690.061	*3.082.138.817*
Passività per imposte sul reddito	(9)	4.192.107		2.746.560	
Altre passività	(10)	2.614.236.326	*1.549.634.789*	3.065.257.148	*1.454.017.809*
		12.972.080.650		**16.652.525.741**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.065.902.826	*789.167.000*	17.240.044.117	*718.834.000*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.157.524.259	*1.472.542.617*	2.319.525.918	*1.543.535.746*
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.890.082.308		4.308.691.031	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.262.838		376.267.163	
Passività per imposte sul reddito	(9)	9.276.000		15.455.000	
Altre passività	(10)	837.504.979	*308.957.298*	747.701.416	*151.563.615*
		28.336.553.210		**25.007.684.645**	
TOTALE PASSIVITÀ		**41.308.633.860**		**41.660.210.386**	
PATRIMONIO NETTO	(26)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.145.108.890		36.216.209.281	
Acconto sul dividendo		(428.705.958)		(1.541.829.734)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(981.047.639)	
Utile (perdita) dell'esercizio		1.606.976.739		2.977.726.124	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**44.706.793.026**		**41.635.519.031**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**86.015.426.886**		**83.295.729.417**	

Conto economico

(€)	Note	2020 Totale	2020 *di cui verso parti correlate*	2019 Totale	2019 *di cui verso parti correlate*
Ricavi della gestione caratteristica		18.017.275.217	*7.640.612.530*	28.496.142.053	*11.076.717.103*
Altri ricavi e proventi		405.211.908	*183.830.866*	429.985.627	*186.165.602*
Totale Ricavi	(28)	**18.422.487.125**		**28.926.127.680**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(18.396.881.872)	*(7.729.416.261)*	(27.534.272.260)	*(14.432.576.776)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(9.745.436)		(65.165.504)	
Costo lavoro	(29)	(1.238.076.683)		(1.185.076.676)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(175.744.436)	*(595.058.490)*	112.722.000	*(1.478.378.238)*
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(1.013.552.241)		(1.137.371.082)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(1.573.456.339)		(1.144.400.696)	
Radiazioni	(11),(13)	(124.003)		(2.401.456)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**(3.985.093.885)**		**(2.029.837.994)**	
Proventi finanziari		2.212.522.760	*230.642.035*	1.625.147.595	*244.817.589*
Oneri finanziari		(2.748.914.676)	*(97.687.249)*	(2.015.741.083)	*(81.182.872)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		26.124.850		116.895.080	
Strumenti finanziari derivati		210.774.295	*(140.562.185)*	(5.111.273)	*8.590.077*
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)	**(299.492.771)**		**(278.809.681)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	**6.519.070.297**		**5.676.830.609**	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		**2.234.483.641**		**3.368.182.934**	
Imposte sul reddito	(32)	(627.506.902)		(390.456.810)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		**1.606.976.739**		**2.977.726.124**	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		**1.607**	**2.978**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(12)	(16)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	(8)	
Effetto fiscale	(26)	3	4
		(17)	**(12)**
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	702	(767)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	(31)	9
Effetto fiscale	(26)	(203)	222
		468	**(536)**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**451**	**(548)**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		**2.058**	**2.430**

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2019	**4.005**	**10.368**	**959**	**(981)**	**981**	**(484)**	**(4)**	**(50)**	**9**	**311**	**25.086**	**(1.542)**		**2.978**	**41.636**
Utile (perdita) dell'esercizio														**1.607**	**1.607**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(9)							(9)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							(8)								(8)
Componenti non riclassificabili a conto economico							**(8)**	**(9)**							**(17)**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						499									499
Differenze cambio da conversione Joint Operation										(31)					(31)
Componenti riclassificabili a conto economico						**499**				**(31)**					**468**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**499**	**(8)**	**(9)**		**(31)**				**1.607**	**2.058**
Acconto sul dividendo 2020 (€0,12 per azione)												(429)			(429)
Attribuzione del dividendo residuo 2019 (€0,43 per azione a saldo dell'acconto 2019 di €0,43 per azione)												1.542		(2.978)	(1.436)
Destinazione utile residuo 2019										(13)	(87)				(100)
Annullamento azioni proprie				400	(400)										
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue													3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				**400**	**(400)**					**(13)**	**(87)**	**1.113**	**3.000**	**(2.978)**	**1.035**
Rigiro riserva art.6 comma 2 D.Lgs. 38/2005									(9)		9				
Riserva piano incentivazione di lungo termine											7				7
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue											(25)				(25)
Altre variazioni						(5)				(4)	5				(4)
Altri movimenti di patrimonio netto						**(5)**			**(9)**	**(4)**	**(4)**				**(22)**
Saldi al 31 dicembre 2020	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**10**	**(12)**	**(59)**		**263**	**24.995**	**(429)**	**3.000**	**1.607**	**44.707**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2018	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**61**	**(4)**	**(38)**	**9**	**308**	**25.287**	**(1.513)**		**3.173**	**42.615**
Utile (perdita) dell'esercizio														**2.978**	**2.978**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:															
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(12)							(12)
Componenti non riclassificabili a conto economico								**(12)**							**(12)**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(545)									(545)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										9					9
Componenti riclassificabili a conto economico						**(545)**				**9**					**(536)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**(545)**		**(12)**		**9**				**2.978**	**2.430**
Acconto sul dividendo 2019 (€0,43 per azione)												(1.542)			(1.542)
Attribuzione del dividendo residuo 2018 (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)												1.513		(2.989)	(1.476)
Destinazione utile residuo 2018										(6)	190			(184)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400						(400)				(400)
Operazioni con gli azionisti				**(400)**	**400**					**(6)**	**(210)**	**(29)**		**(3.173)**	**(3.418)**
Riserva piano incentivazione di lungo termine											9				9
Altri movimenti di patrimonio netto											**9**				**9**
Saldi al 31 dicembre 2019	**4.005**	**10.368**	**959**	**(981)**	**981**	**(484)**	**(4)**	**(50)**	**9**	**311**	**25.086**	**(1.542)**		**2.978**	**41.636**

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio	**1.607**	**2.978**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	1.013	1.137
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.573	1.144
Radiazioni		2
Effetto valutazione partecipazioni	2.395	947
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(7)	(5)
Dividendi	(8.914)	(6.623)
Interessi attivi	(204)	(222)
Interessi passivi	550	611
Imposte sul reddito	628	390
Altre variazioni	3	
Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.185	(131)
- rimanenze	*966*	*(553)*
- crediti commerciali	*1.033*	*500*
- debiti commerciali	*(1.236)*	*(246)*
- fondi per rischi e oneri	*113*	*267*
- altre attività e passività	*309*	*(99)*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	5	(8)
Dividendi incassati	8.853	6.623
Interessi incassati	210	212
Interessi pagati	(533)	(588)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	62	(2)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**8.426**	**6.465**
- di cui verso parti correlate	***(631)***	***(3.536)***
Flusso di cassa degli investimenti	(8.045)	(5.575)
- attività materiali	*(791)*	*(1.109)*
- attività immateriali	*(21)*	*(27)*
- partecipazioni	*(6.752)*	*(1.962)*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*(404)*	*(2.477)*
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	*(77)*	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	208	892
- attività materiali	*9*	*8*
- partecipazioni	*2*	*521*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*193*	*343*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	*4*	*20*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778	(2.202)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(7.059)**	**(6.885)**
- di cui verso parti correlate	***(485)***	***(4.287)***
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	2.020	(958)
Rimborso di passività per beni in leasing	(337)	(293)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(699)	187
Dividendi pagati	(1.965)	(3.018)
Acquisto azioni proprie		(400)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.975	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**1.994**	**(4.482)**
- di cui verso parti correlate	***(687)***	***240***
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(2)	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	**3.359**	**(4.902)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	**4.752**	**9.654**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	**8.111**	**4.752**

Note al bilancio di esercizio

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale[1], secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.[2]

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2021.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate; per la valutazione delle esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie sia patrimoniali.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto[3]; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel paragrafo iniziale delle note al bilancio consolidato "Impatti COVID-19".
(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2020.
(3) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI
Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 SCHEMI DI BILANCIO

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

3 MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 non hanno prodotto effetti significativi. Al riguardo si segnala che l'applicazione delle modifiche all'IFRS 16 "Concessioni sui canoni connesse alla COVID-19", in vigore per l'esercizio 2020, ha riguardato fattispecie non rilevanti.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Con riferimento al Bilancio 2020 rileva la circostanza che la modifica degli accordi commerciali con la Società Oleodotti Meridionali SpA ha determinato la modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture. Gli effetti al 1° gennaio 2020 sono di seguito rappresentati:

(€ milioni)	Dati al 31.12.2019	Deconsolidamento SOM	Dati al 01.01.2020
Valori di bilancio			
Attività correnti	**23.916**	**4**	**23.920**
Crediti commerciali e altri crediti	*4.981*	*5*	*4.986*
Attività per imposte sul reddito	*64*	*(1)*	*63*
Attività non correnti	**59.379**	**(4)**	**59.375**
Immobili, impianti e macchinari	*7.483*	*(38)*	*7.445*
Partecipazioni	*42.535*	*34*	*42.569*
Passività correnti	**16.653**	**4**	**16.657**
Passività finanziarie a breve termine	*4.622*	*9*	*4.631*
Debiti commerciali e altri debiti	*5.545*	*7*	*5.552*
Altre passività	*3.065*	*(12)*	*3.053*
Passività non correnti	**25.008**	**(4)**	**25.004**
Fondi per rischi e oneri	*4.309*	*(4)*	*4.305*

5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €8.111 milioni (€4.752 milioni al 31 dicembre 2019) con un incremento di €3.359 milioni e comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro 90 giorni.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro (€5.948 milioni) è di 50 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,397%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€781 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,225%; la scadenza media dei depositi in sterline (€11 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,020%.
Le expected credit loss su depositi presso banche e società finanziarie terze valutati al costo ammortizzato non sono significative.

6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.003	1.180
Altri titoli	4.017	5.050
	5.020	**6.230**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.
Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.361 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2019).
L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Euro	3.337	3.841
Dollaro USA	1.600	2.179
Altre valute	83	210
	5.020	**6.230**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	469	475	Baa3	BBB
Cile	179	184	A1	A+
Lituania	17	17	A3	A+
Stati Uniti d'America	10	10	Aaa	AA+
Giappone	5	5	A1	A+
Polonia	5	5	A2	A-
Germania	1	1	Aaa	AAA
	686	**697**		
Tasso variabile				
Italia	210	211	Baa3	BBB
Germania	56	55	Aaa	AAA
Cile	27	27	A1	A+
Stati Uniti d'America	10	10	Aaa	AA+
Finlandia	3	3	Aa1	AA+
	306	**306**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**992**	**1.003**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	955	973	Da Aa2 a Baa3	Da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	827	843	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	32	32	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
	1.814	**1.848**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	768	764	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.190	1.193	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	212	212	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
	2.170	**2.169**		
Totale Altri titoli	**3.984**	**4.017**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**4.976**	**5.020**		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n.27 - Garanzie, impegni e rischi.

7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Crediti commerciali	3.397	4.432
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	127	177
Anticipi al personale	27	38
Acconti per servizi e forniture	12	23
Crediti per attività di disinvestimento		1
Crediti verso altri	193	310
	3.756	**4.981**

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.
Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2021 per €557 milioni (€615 milioni nel 2019 con scadenza 2020). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€261 milioni), Refining & Marketing (€285 milioni) e Power & Renewables (€11 milioni).

I crediti verso altri di €193 milioni includono principalmente: (i) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€60 milioni); (ii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€35 milioni).
I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €393 milioni.
L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis				
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Totale
31.12.2020					
Clientela business	283	956	139	299	1.677
Pubbliche Amministrazioni		10		3	13
Altre controparti	82	53		71	206
Imprese controllate	2.160				2.160
Valore lordo	**2.525**	**1.019**	**139**	**373**	**4.056**
Fondo svalutazione		(5)	(6)	(289)	(300)
Valore netto	**2.525**	**1.014**	**133**	**84**	**3.756**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,78	6,38	85,00	
31.12.2019					
Clientela business	353	1.172	223	347	2.095
Pubbliche Amministrazioni	3	6		3	12
Altre controparti	194	25	18	65	302
Imprese controllate	2.883				2.883
Valore lordo	**3.433**	**1.203**	**241**	**415**	**5.292**
Fondo svalutazione		(1)	(4)	(306)	(311)
Valore netto	**3.433**	**1.202**	**237**	**109**	**4.981**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,15	2,40	75,37	

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base della presenza di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse da pubbliche amministrazioni oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, etc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento; (vi) rischio Paese che considera le probabilità di accadimento su un orizzonte temporale di medio termine di eventi relativi al contesto operativo del creditore che possono compromettere la capacità di adempiere l'obbligazione verso Eni. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate, tra l'altro, sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.
Per le controparti pubbliche amministrazioni la probabilità di default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi dei pagamenti, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD.
Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'expected loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. ratio di expected loss) i valori della probabilità di default e della capacità di recupero avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggior-

nati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.
Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali sono state riviste per incorporare gli effetti della crisi economica e finanziaria derivante dall'impatto della pandemia COVID-19 sulla solvibilità futura delle controparti stimando sia una maggiore dilazione nei tempi di recupero degli scaduti rispetto alla situazione precedente, generalmente un anno, sia un incremento delle probabilità di default. Tali assunzioni sono state basate sull'esperienza e su valutazioni indipendenti del probabile incremento del rischio default delle controparti commerciali nei prossimi dodici mesi a fronte dell'evoluzione attesa dello scenario macroeconomico.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €300 milioni (€311 milioni al 31 dicembre 2019):

(€ milioni)	2020	2019
Fondo svalutazione iniziale	**311**	**287**
Accantonamenti su crediti in bonis	5	5
Accantonamenti su crediti in default	11	78
Utilizzi su crediti in bonis	(1)	(19)
Utilizzi su crediti in default	(26)	(40)
Fondo svalutazione finale	**300**	**311**

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €11 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €9 milioni (€63 milioni nel 2019) connessi essenzialmente ai nuovi stanziamenti operati (€16 milioni) parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza (€6 milioni); (ii) utilizzo, in conto, del fondo (€20 milioni; €39 milioni nel 2019) per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti, generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

8 RIMANENZE CORRENTI E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Materie prime, sussidiarie e di consumo	160	325
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	213	188
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	192	158
Prodotti finiti e merci	534	980
Certificati bianchi		13
	1.099	**1.664**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €160 milioni sono costituite da greggi.
I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€330 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€184 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€20 milioni).
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €24 milioni (€46 milioni al 31 dicembre 2019) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Valore iniziale - Rimanenze correnti	**46**	**189**
Accantonamenti (utilizzi)	(22)	(143)
Valore finale - Rimanenze correnti	**24**	**46**

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €994 milioni (€1.413 milioni al 31 dicembre 2019) includono 3,4 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

La riduzione delle rimanenze e delle scorte d'obbligo è dovuta essenzialmente all'allineamento delle scorte al valore netto di realizzo a fine esercizio che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				21			
IRAP					30			
Crediti per istanze di rimborso		78			2	79		
Fondo per imposte sul reddito				9				15
Altre imposte sul reddito	1		4		11		3	
	22	**78**	**4**	**9**	**64**	**79**	**3**	**15**

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.009	338	1.247	387	1.036	115	1.486	177
Passività da contratti per la clientela			747	393			432	455
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	17		311		26		413	
- IVA	4		89		174		186	
- Royalty su idrocarburi estratti			115				171	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			17				35	
- Altre imposte e tasse	58	2	57	25	78	3	43	32
	79	2	589	25	278	3	848	32
Altre	234	569	32	34	218	404	299	84
	1.322	**909**	**2.615**	**839**	**1.532**	**522**	**3.065**	**748**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati.
Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €62 milioni e €393 milioni (€64 milioni e €455 milioni nel 2019); (ii) gli anticipi a breve termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA[4] per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto €394 milioni; (iii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €226 milioni (€182 milioni nel 2019).
Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term per €493 milioni (€138 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2019) di cui €440 milioni previsti oltre i 12 mesi; (ii) gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è differibile nel tempo ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (cd. reshuffling) €133 milioni (€204 milioni nel 2019); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori €46 milioni (€70 milioni nel 2019).
Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €8 milioni (€12 milioni nel 2019); (ii) i rapporti con Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda €5 milioni (€12 milioni nel 2019).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

(4) A partire dal 1° gennaio 2020 la Società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto, per effetto di una modifica contrattuale intervenuta, la Società non è più qualificata come joint operation.

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2020									
Valore iniziale netto	**615**	**2.681**	**1.392**	**151**	**59**	**293**	**1.160**	**1.132**	**7.483**
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA			(28)					(10)	(38)
Investimenti	1	1	52	7	14		349	367	791
Capitalizzazioni ammortamenti							22		22
Ammortamenti[a]	(28)	(406)	(144)	(23)	(17)		(3)		(621)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	(299)	(600)	(1)	(1)	(2)	(59)	(501)	(1.529)
Dismissioni		(1)							(1)
Trasferimenti	22	149	148	4	2	(25)	(128)	(172)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		559					(97)		462
Valore finale netto	**544**	**2.684**	**820**	**138**	**57**	**266**	**1.244**	**816**	**6.569**
Valore finale lordo	2.139	15.226	10.905	635	706	283	1.419	1.869	33.182
Fondo ammortamento e svalutazione	1.595	12.542	10.085	497	649	17	175	1.053	26.613
2019									
Valore iniziale netto	**653**	**2.582**	**1.659**	**152**	**48**	**287**	**975**	**1.223**	**7.579**
Operazioni straordinarie	(1)		(6)					(5)	(12)
Investimenti	1	2	35	11	17		437	606	1.109
Capitalizzazioni ammortamenti		31					4		35
Ammortamenti[a]	(30)	(537)	(190)	(21)	(15)				(793)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(36)	(230)	(242)		(1)		(40)	(508)	(1.057)
Radiazioni			(2)						(2)
Dismissioni		(6)						(2)	(8)
Trasferimenti	28	224	138	9	10	6	(232)	(182)	1
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		615					16		631
Valore finale netto	**615**	**2.681**	**1.392**	**151**	**59**	**293**	**1.160**	**1.132**	**7.483**
Valore finale lordo	2.116	14.444	10.686	623	689	308	1.293	1.796	31.955
Fondo ammortamento e svalutazione	1.501	11.763	9.294	472	630	15	133	664	24.472

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti di €791 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€420 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€352 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Monte Alpi, Brenda e Annalisa); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€19 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.
Le altre variazioni riguardano essenzialmente l'iscrizione delle somme da riconoscere alla Regione Basilicata, sulla base degli accordi attuativi definiti e in corso di formalizzazione connessi a interventi di compensazione e riequilibrio ambientale a carico di Eni, associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri (€448 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

%	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

	2020		2019	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- oltre 3 anni	184	2,24	201	2,24
	184	**2,24**	**201**	**2,24**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	184	2,24	201	2,24
	184	**2,24**	**201**	**2,24**

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,01% (2,52% al 31 dicembre 2019). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €58 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €98 milioni.

12 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2020								
Valore iniziale netto	**986**	**544**	**199**	**74**	**68**	**22**	**134**	**2.027**
Incrementi		1	31	8	115	17	109	281
Ammortamenti[a]	(100)	(60)	(34)	(40)	(59)	(16)	(58)	(367)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	21		(21)	(11)			(25)	(36)
Differenze di cambio					(1)			(1)
Altre variazioni		(3)	(6)	(3)	(1)	(2)	(1)	(16)
Valore finale netto	**907**	**482**	**169**	**28**	**122**	**21**	**159**	**1.888**
Valore finale lordo	1.633	591	272	121	208	44	296	3.165
Fondo ammortamento e svalutazione	726	109	103	93	86	23	137	1.277
2019								
Prima applicazione IFRS 16	1.083	522	236	110	56	19	51	2.077
Riclassifiche	(429)							(429)
Valore iniziale netto al 01.01.2019	**654**	**522**	**236**	**110**	**56**	**19**	**51**	**1.648**
Incrementi	551	89	31	6	41	16	145	879
Ammortamenti[a]	(97)	(62)	(39)	(43)	(28)	(13)	(46)	(328)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(59)		(13)				(14)	(86)
Altre variazioni	(63)	(5)	(16)	1	(1)		(2)	(86)
Valore finale netto	**986**	**544**	**199**	**74**	**68**	**22**	**134**	**2.027**
Valore finale lordo	1.634	592	250	115	96	34	192	2.913
Fondo ammortamento e svalutazione	648	48	51	41	28	12	58	886

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.888 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €907 milioni ai contratti di tolling della Power & Renewables in relazione in particolare al contratto di tolling di EniPower SpA in forza del quale EniPower produce, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni a sua volta mette a disposizione di EniPower i combustibili necessari e fornisce le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €482 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 6 anni comprensiva delle opzioni

di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €169 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €28 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Global Gas & LNG Portfolio (€18 milioni); (v) per €122 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni; (vi) per €93 milioni al contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA incluso nelle "altre tipologie".
I canoni variabili rilevati a conto economico riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali è prevista la corresponsione di canoni variabili (royalties) sulla base dei volumi di carburanti erogati (€/Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 4%, essenzialmente attribuiti alle locazioni di stazioni di servizio; (ii) il contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata; il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 72%.
Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2020			
Valore iniziale	**337**	**2.320**	**2.657**
Incrementi		281	281
Decrementi	(337)		(337)
Altre variazioni	423	(444)	(21)
Valore finale	**423**	**2.157**	**2.580**
2019			
Prima applicazione IFRS 16	269	1.808	2.077
Valore iniziale al 01.01.2019	**269**	**1.808**	**2.077**
Incrementi		886	886
Decrementi	(293)		(293)
Altre variazioni	361	(374)	(13)
Valore finale	**337**	**2.320**	**2.657**

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €337 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €78 milioni.
I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) un contratto di utilizzo dell'unità navale FLNG sottoscritto dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico il cui valore sarà determinato in funzione dei costi finali sostenuti per la realizzazione dell'asset da parte della Società collegata Coral FLNG SA e degli oneri finanziari relativi al debito di quest'ultima verso la Società Coral South FLNG DMCC. La commencement date del leasing è prevista nel 2022, con l'avvio in produzione del giacimento di Coral.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€302 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€148 milioni), mezzi di perforazione (€5 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurements	1	3
	1	**3**
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:		
- leasing di breve durata	13	16
- leasing di modico valore	15	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nella passività per beni in leasing	114	32
	142	**62**
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	367	328
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(15)	(30)
	352	**298**
Svalutazioni (riprese di valore) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	**36**	**86**
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	88	81
- oneri finanziari capitalizzati diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(1)	(4)
	87	**77**

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 3% al 100%.

13 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2020							
Valore iniziale netto	**16**	**85**	**9**	**31**	**141**	**17**	**158**
Investimenti		17	4		21		21
Ammortamenti	(2)	(45)			(47)		(47)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)		(3)		(8)		(8)
Trasferimenti	2	8	(12)	2			
Altre variazioni			7	(30)	(23)		(23)
Valore finale netto	**11**	**65**	**5**	**3**	**84**	**17**	**101**
Valore finale lordo	387	1.188	8	495	2.173	94	2.267
Fondo ammortamento e svalutazione	376	1.123	3	492	2.089	77	2.166
2019							
Valore iniziale netto	**17**	**100**	**12**	**34**	**163**	**17**	**180**
Investimenti		20	7		27		27
Ammortamenti	(1)	(47)		(3)	(51)		(51)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(1)		(1)		(1)
Trasferimenti		9	(9)				
Altre variazioni		3			3		3
Valore finale netto	**16**	**85**	**9**	**31**	**141**	**17**	**158**
Valore finale lordo	385	1.161	10	619	2.175	94	2.269
Fondo ammortamento e svalutazione	369	1.076	1	588	2.034	77	2.111

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €11 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.
I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €65 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.
Le immobilizzazioni in corso e acconti di €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.
Gli investimenti di €21 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2019) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

14 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"); la definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della Società. Le principali CGU di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, afferenti ai canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).
Ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) significative sono, generalmente, incluse nel valore di iscrizione delle CGU a cui sono riferibili e il relativo valore d'uso è determinato escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate assets la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.
Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dall'ultimo piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del business Refining & Marketing sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) nella determinazione dei flussi di cassa si considerano gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (forestry); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, all'LNG, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.
Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa, al netto delle imposte, al costo medio ponderato del capitale (cd. weighted average cost of capital - "WACC"), rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dalle linee di business in cui opera l'attività; in particolare: (i) per la Exploration & Production e la Refining & Marketing si considera il costo medio ponderato del capitale di Eni; (ii) per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e ai business Power e Renewables, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili.
Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

In termini di impairment indicators i fattori considerati ai fini del bilancio consolidato risultano sostanzialmente applicabili anche a Eni SpA. I flussi di cassa futuri utilizzati nella determinazione dei VIU sono stimati dal management sulla base di previsioni in merito all'evoluzione futura di variabili quali i prezzi degli idrocarburi, i volumi di produzione, i costi operati e di sviluppo, nonché al tasso di attualizzazione. La view del management sui prezzi di lungo termine del petrolio e del gas costituisce l'assunzione più critica tra quelle adottate nella stima dei VIU. Le previsioni di lungo termine sullo scenario petrolifero sono una materia complessa e soggettiva e il management esprime il proprio giudizio nel proiettare in un futuro distante trend incerti quali il ritmo di transizione verso un'economia low carbon, le possibili azioni che saranno attuate dai governi e dalle società per raggiungere gli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 COP 21 per limitare l'incremento della temperatura del globo ben al di sotto dei 2°C o di scenari di decarbonizzazione ancora più sfidanti quali il Net Zero Emission 2050 della IEA (WEO 2020) o dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), nonché l'evoluzione delle preferenze dei consumatori, quali ad esempio i tassi di sostituzione dei veicoli dotati di motori a combustione interna con i veicoli elettrici (EV), tutti fattori che influiranno sul tempo di raggiungimento del "peak oil demand". Altre variabili considerate nella determinazione del bilanciamento futuro tra domanda e offerta comprendono: le previsioni di crescita del PIL mondiale, il progresso tecnologico, considerazioni sui piani d'investimento dell'industry e sul potenziale minerario dei bacini, i costi per lo sviluppo di nuova offerta e il comportamento dei principali Paesi detentori di riserve.

Il 2020 è stato caratterizzato da una contrazione di proporzioni storiche della domanda petrolifera globale, scesa di circa il 9% (da 100 milioni di barili/giorno nel 2019 a circa 91,2 milioni nel 2020) a causa delle misure di lockdown imposte dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ricadute di vaste proporzioni sull'attività economica, il commercio internazionale e gli spostamenti delle persone come testimonia la quasi totale paralisi del traffico aereo civile. Questo ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity con il greggio di riferimento Brent diminuito del 35% in media annua, dopo aver toccato un minimo di circa 15 $/barile nel mese di aprile, all'apice della crisi. Dal novembre 2020, una serie di sviluppi sul fronte macro fa scattare la ripresa del mercato petrolifero: l'approvazione di vaccini efficaci contro il virus con la prospettiva di riapertura delle economie in lockdown, l'accelerazione della crescita dell'economie asiatiche, in particolare Cina e India grandi consumatori di petrolio, la disciplina produttiva dell'OPEC+ che decide di diluire l'abbandono delle quote e l'impegno dell'Arabia Saudita nello stabilizzare il mercato, la disciplina finanziaria delle oil companies, in particolare i produttori shale negli USA, infine un inverno particolarmente rigido in Asia prima e USA dopo innesca una forte domanda di gas e prodotti in un contesto di offerta poco reattiva, facendo tornare il tema della sicurezza energetica. Il prezzo del petrolio recupera in quattro mesi oltre il 50% del valore, arrivando a fine febbraio in area 65 $/barile. Nonostante tali recenti sviluppi, il management ha assunto rispetto al passato un approccio ancora più conservativo nell'elaborare la view dei prezzi di lungo termine alla luce dei rischi e delle incertezze sui trend fondamentali. La pandemia e le connesse disruption di mercato potrebbero comportare una fase di crescita economica inferiore rispetto al potenziale, poiché a differenza di altre recessioni, quella conseguente al COVID-19 ha investito contemporaneamente tutti i settori produttivi ciclici e l'economia dei servizi, con conseguenti fluttuazioni estreme dell'attività economica. È stato valutato il rischio di un periodo prolungato di domanda petrolifera più debole rispetto ai trend pre-pandemia, anche in relazione alla diffusione di nuovi modelli sociali che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Infine, è probabile che i rilevanti interventi fiscali adottati dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili comporteranno una significativa accelerazione della transizione energetica, promuovendo la progressiva sostituzione degli idrocarburi nel mix delle fonti nel lungo termine.

Sulla base di queste considerazioni, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 $/barile in termini reali 2023, rispetto all'assunzione di 70 $/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 $/barile. Il management ritiene che tale scenario sia sostanzialmente allineato con quello assunto dalla IEA nel SDS WEO 2020, che traccia l'evoluzione delle economie e del mix energetico coerente con il conseguimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi 2015 COP 21. Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 $/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 $/mmBTU. Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato, rispetto al passato, i piani industriali con un focus ancora maggiore sulla disciplina finanziaria e la selettività degli investimenti per lo sviluppo delle riserve di idrocarburi riducendo la dimensione assoluta dello spending a circa €4,5 miliardi per anno nel prossimo quadriennio. Nel 2020 gli investimenti del settore Exploration & Production sono stati ridotti, a livello di Gruppo, di €2,6 miliardi rispetto al budget originario (circa -35%) con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow.

Il business della raffinazione è stato, insieme alla Exploration & Production, quello maggiormente colpito dalla crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19, che ha causato il crollo della domanda di carburanti per autotrazione ed avio. Il calo della domanda ha determinato la contrazione degli spread dei prodotti guida rispetto alla carica (sintetizzati dall'andamento del margine indicatore SERM che ha registrato una diminuzione del 60% in media annua); in particolare, nella seconda parte dell'anno i mar-

gini di raffinazione sono scesi su valori minimi storici (si stima degli ultimi trent'anni) a causa della ripresa del prezzo del petrolio sostenuto dai tagli produttivi e della debolezza dei consumi. Inoltre, i tagli produttivi dell'OPEC+ hanno ridotto l'offerta di greggi ATZ "heavy/sour" che sono l'input principale dei sistemi di conversione e che in condizioni normali di mercato quotano a sconto rispetto al marker Brent. Le dislocazioni di mercato sono state così ampie da generare quotazioni dei greggi ATZ a premio del Brent, riducendo in maniera sostanziale il vantaggio della conversione. Pertanto, il management ha rivisto al ribasso lo scenario di raffinazione e i premi di conversione soprattutto nel breve termine per scontare la perdurante debolezza della domanda e le aspettative di continua pressione competitiva.
Il WACC 2020 di Eni pari al 6,7% registra una modesta riduzione rispetto al 2019 dovuta principalmente alla flessione degli yield delle attività risk-free di Paesi benchmark, che per effetto delle politiche monetarie espansive delle banche centrali sono andati in territorio negativo. Tale trend è stato attenuato dal maggior peso attribuito alla volatilità di breve termine del titolo Eni (beta rilevato da fonti indipendenti) che sconta, rispetto al pregresso, una maggior rischiosità percepita del settore Oil & Gas a causa dei climate-related risks e delle debolezze strutturali dell'industry, amplificate dalla crisi pandemica.
In considerazione della presenza generalizzata di impairment indicator in tutti i settori di business Eni e delle politiche aziendali di regolare verifica della recuperabilità dei carrying amounts, è stato eseguito il test di impairment del 100% delle Cash Generating Unit.
Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati nel 2020 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €1.529 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing e Exploration & Production. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella Refining & Marketing di €1.170 milioni riguardano principalmente la svalutazione della Raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period; il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,3%; (ii) le svalutazioni rilevate nella Exploration & Production di €359 milioni dovute principalmente alla revisione dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e alla rimodulazione degli investimenti, nonché a revisioni negative delle riserve. Il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,1% che si ridetermina in 6,02% pre-tax. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in leasing (€36 milioni) hanno riguardato principalmente la Refining & Marketing.
Inoltre, nell'ambito della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività si è tenuto conto delle previsioni di costo associate ai progetti di forestry, che rappresenta una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni prevedendo la partecipazione onerosa a iniziative di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production ai fini della neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi della Exploration & Production e non essendo allocabili sulle singole CGU su basi ragionevoli e coerenti sono riferiti all'intera linea di business e inclusi nel processo di impairment test attraverso il confronto delle previsioni di spesa per le attività forestry, attualizzate, con l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test.

15 PARTECIPAZIONI

	2020				2019			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
Valore iniziale	**40.977**	**1.540**	**18**	**42.535**	**40.348**	**1.548**	**18**	**41.914**
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA		34		34				
Interventi sul capitale e acquisizioni	6.752	(2)		6.750	1.711			1.711
Cessioni e conferimenti					(204)			(204)
Rettifiche di valore	(2.018)	(376)		(2.394)	(875)	(8)		(883)
Valutazione al fair value con effetti a PN			(8)	(8)				
Altre variazioni	(59)	(3)		(62)	(3)			(3)
Valore finale	**45.652**	**1.193**	**10**	**46.855**	**40.977**	**1.540**	**18**	**42.535**
Valore finale lordo	69.353	1.684	10	71.047	62.663	1.655	18	64.336
Fondo svalutazione	23.701	491		24.192	21.686	115		21.801

Le partecipazioni sono aumentate di €4.320 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	2019
Partecipazioni al 31 dicembre 2019	**42.535**
Effetti deconsolidamento	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	34
	34
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	5.699
Versalis SpA	300
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	199
Eni Rewind SpA	190
Raffineria di Gela SpA	98
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	97
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	61
Eni Petroleum Co Inc	55
EniProgetti SpA	20
Eni Mozambico SpA	17
Agenzia Giornalistica Italia SpA	14
Eni Timor Leste SpA	2
	6.752
Altri incrementi	
Floaters SpA	4
Versalis SpA	1
Altre minori	1
	6
Decremento per:	
Rimborsi di capitale	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(2)
	(2)
Svalutazioni	
Eni Investments Plc	(620)
Versalis SpA	(471)
Eni Petroleum Co Inc	(457)
Saipem SpA	(291)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(213)
Eni Rewind SpA	(190)
Unión Fenosa Gas SA	(85)
EniProgetti SpA	(17)
LNG Shipping SpA	(12)
Servizi Aerei SpA	(12)
Eni Mozambico SpA	(9)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(6)
Eni New Energy SpA	(6)
EniServizi SpA	(2)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Eni West Africa SpA	(1)
Altre minori	(1)
	(2.394)
Valutazione al fair value con effetti a PN	**(8)**
Altre variazioni	
Raffineria di Gela SpA	(64)
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(4)
	(68)
Partecipazioni al 31 dicembre 2020	**46.855**

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2020	Saldo netto al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2020 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	10	4	(6)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	200	152
Eni Angola SpA	100,000	980	980	664	(316)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Italia Srl	100,000			...	
Eni Finance International SA	33,613	362	362	494	132
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	73	4
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.548	3
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	100,000	...	61	61	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	576	76
Eni International BV	100,000	30.035	35.734	29.396	(6.338)
Eni International Resources Ltd	99,998	1	1	12	11
Eni Investments Plc	99,999	3.821	3.201	2.830	(371)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	14		(6)	(6)
Eni Mozambico SpA	100,000	23	31	31	
Eni New Energy SpA	100,000	34	28	26	(2)
Eni Nuova Energia Srl	100,000			...	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.088	686	356	(330)
Eni Rewind SpA	99,999			301	301
Eni Timor Leste SpA	100,000	5	6	6	
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	100,000	...	97	97	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	350	25
Eni West Africa SpA	100,000	20	19	19	
EniPower SpA	100,000	914	914	925	11
EniProgetti SpA	100,000	18	21	32	11
EniServizi SpA	100,000	14	12	12	
Floaters SpA	100,000	237	241	241	
Ieoc SpA	100,000	24	24	43	19
LNG Shipping SpA	100,000	257	245	245	
Raffineria di Gela SpA	100,000		34	54	20
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	60	49	49	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	8	7	7	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	120	68
Versalis SpA	100,000	501	330	252	(78)
Totale imprese controllate		**40.977**	**45.652**		
Imprese collegate e joint venture					
DTT Scarl	25,000			...	
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	...	1	4	3
Saipem SpA[a]	30,542	1.199	908	908	
Seram SpA	25,000	...	...	...	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA[b]	70,000		28	32	4
Transmed SpA	50,000	...	...	5	5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	49	35
Unión Fenosa Gas SA	50,000	327	242	242	
Totale imprese collegate e joint venture		**1.540**	**1.193**		
		42.517	**46.845**		

a) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2020 (€2,205 per azione), in quota Eni, ammonta a €681 milioni.
b) A partire dal 1° gennaio 2020 la Società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto, per effetto di una modifica contrattuale intervenuta, la Società non è più qualificata come joint operation.

In presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato. La stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato in particolare:

- le società appartenenti al settore Exploration & Production, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 5,5% e il 10,10%;
- Eni International BV, holding di partecipazioni, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted: (i) compreso tra il 6% e il 10,10% per le partecipate del settore Exploration & Production; (ii) compreso tra il 5,8% e l'8,3% per le partecipate del settore Refining & Marketing; (iii) del 6,1% per le partecipate del settore Global Gas & LNG Portfolio;
- Versalis SpA, sulla base del complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 6,2%;
- Eni New Energy SpA, sulla base del complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 4,8%; mentre per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione;
- Agenzia Giornalistica Italia SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita di 1,4%; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,7%.

Al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli di spesa implementati dalle oil companies nel breve-medio termine in risposta alla crisi del prezzo degli idrocarburi, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che ha confermato il valore d'iscrizione.
Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2020, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni) e la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

16 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

	31.12.2020		31.12.2019	
(€ milioni)	**Correnti**	**Non correnti**	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	23	4.335	142	4.149
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.799		4.551	
	4.822	**4.335**	**4.693**	**4.149**
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.822	**4.355**	**4.693**	**4.169**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€3.818 milioni) e Versalis SpA (€448 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€3.077 milioni), Versalis SpA (€820 milioni), Raffineria di Gela SpA (€212 milioni) e Eni Angola SpA (€318 milioni).
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €6.862 milioni.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.234 milioni (€1.580 milioni al 31 dicembre 2019).
Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.640 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,58% e -0,13% e in dollari compresi tra 0,24% e 0,74%.
Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.
I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.
Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

17 ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Imposte sul reddito anticipate IRES	133	857
Imposte sul reddito differite IRES	(133)	(53)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	24	153
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(2)
Imposte sul reddito anticipate estere	6	4
Imposte sul reddito differite estere	(2)	
Totale Eni SpA	**26**	**959**
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	**87**	**34**
	113	**993**

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2019	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2020
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(9)	(1)	3		(7)
- differenze su derivati		(4)			(4)
- altre	(46)	(94)	22	(8)	(126)
	(55)	**(99)**	**25**	**(8)**	**(137)**
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati	197			(197)	
- fondi per rischi ed oneri	1.246	158	(220)		1.184
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	736	331	(104)	4	967
- differenze su attività materiali ed immateriali	356	101	(74)		383
- svalutazione crediti	92				92
- fondi per benefici ai dipendenti	82	15	(16)	2	83
- perdita fiscale	2.052	833	(129)	5	2.761
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	10				10
- altre	119	18		1	138
	4.890	**1.456**	**(543)**	**(185)**	**5.618**
- svalutazione anticipate	(3.876)	(1.576)		(3)	(5.455)
	1.014	**(120)**	**(543)**	**(188)**	**163**
Totale Eni SpA	**959**	**(219)**	**(518)**	**(196)**	**26**
Imposte anticipate joint operation	39	60		(6)	93
Imposte differite joint operation	(5)	(1)			(6)
Totale joint operation	**34**	**59**		**(6)**	**87**
	993	**(160)**	**(518)**	**(202)**	**113**

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €113 milioni, relative essenzialmente alle joint operation e all'Irap, risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. In considerazione delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato è stata rilevata una svalutazione delle imposte anticipate per €1.576 milioni.

18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Debiti commerciali	3.475	4.710
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	39	50
Debiti per attività di investimento	122	204
Debiti verso altri	517	581
	4.153	**5.545**

I debiti commerciali di €3.475 milioni riguardano debiti verso fornitori (€1.877 milioni), debiti verso imprese controllate (€1.539 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di Gruppo (€59 milioni).
I debiti verso altri di €517 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€216 milioni); (ii) i debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola take-or-pay (€202 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€3 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

19 PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2020				31.12.2019			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo temrine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	186	748	3.132	**4.066**	167	460	2.327	**2.954**
Obbligazioni ordinarie		980	15.749	**16.729**		2.620	13.801	**16.421**
Obbligazioni convertibili			396	**396**			393	**393**
Altri finanziatori	3.743	120	789	**4.652**	4.455	1	719	**5.175**
	3.929	**1.848**	**20.066**	**25.843**	**4.622**	**3.081**	**17.240**	**24.943**

Eni ha sottoscritto, con primari istituti bancari, contratti finanziari sostenibili per un ammontare complessivo di €5,15 miliardi legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. Le modifiche contrattuali hanno riguardato contratti finanziari in essere di Eni, di cui €1,5 miliardi di finanziamenti, €3,2 miliardi di linee di credito committed e €450 milioni di derivati per la copertura del rischio tasso.

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie al 31 dicembre 2020 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre			Scadenza					
Tipo	2019	**2020**	Totale quota a breve termine	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale quote a lungo termine
Banche	2.954	4.066	934	396	1.630	383	372	351	3.132
Obbligazioni ordinarie:									
- *Euro Medium Term Notes 3,750%*	1.216	1.216	14				1.202		1.202
- *Euro Medium Term Notes 4,250%*	1.038								
- *Euro Medium Term Notes 3,625%*	1.028	1.028	33					995	995
- *Euro Medium Term Notes 4,000%*	1.020								
- *Euro Medium Term Notes 3,250%*	1.010	1.012	16		996				996
- *Euro Medium Term Notes 1,500%*	1.008	1.009	13					996	996
- *Euro Medium Term Notes 0,625%*		1.002	5					997	997
- *Euro Medium Term Notes 1,250%*		1.000	8					992	992
- *Euro Medium Term Notes 2,000%*		1.010	13					997	997
- *Euro Medium Term Notes 0,625%*	896	898	2			896			896
- *Euro Medium Term Notes 2,625%*	802	802	802						
- *Euro Medium Term Notes 1,625%*	799	801	8					793	793
- *Euro Medium Term Notes 1,750%*	759	760	13			747			747
- *Euro Medium Term Notes 1,500%*	755	756	10					746	746
- *Euro Medium Term Notes 0,750%*	702	702	3	699					699
- *Euro Medium Term Notes 1,000%*	653	653	5				648		648
- *Euro Medium Term Notes 1,125%*	596	596	2					594	594
- *Euro Medium Term Notes 1,000%*	746	746	2					744	744
- *Bond US 4,000%*	894	820	10		810				810
- *Bond US 4,750%*	892	818	12					806	806
- *Bond US 4,150%*	405								
- *Bond US 5,700%*	313	286	4					282	282
- *Bond US 4,250%*	889	814	5					809	809
	16.421	**16.729**	**980**	**699**	**1.806**	**1.643**	**1.850**	**9.751**	**15.749**
Obbligazioni convertibili:									
- *Bond convertibile equity linked*	393	396		396					396
	393	**396**		**396**					**396**
Altri	5.175	4.652	3.863	789					789
	5.175	**4.652**	**3.863**	**789**					**789**
	24.943	**25.843**	**5.777**	**2.280**	**3.436**	**2.026**	**2.222**	**10.102**	**20.066**

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2020 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €1.051 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.
Nel corso del 2020 sono stati emessi tre nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €3.012 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2020 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- *Euro Medium Term Notes*	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	28	1.028	EUR	2029	3,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	12	1.012	EUR	2023	3,250
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	9	1.009	EUR	2026	1,500
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	2	1.002	EUR	2030	0,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.000		1.000	EUR	2026	1,250
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- *Euro Medium Term Notes*	900	(2)	898	EUR	2024	0,625
- *Euro Medium Term Notes*	800	2	802	EUR	2021	2,625
- *Euro Medium Term Notes*	800	1	801	EUR	2028	1,625
- *Euro Medium Term Notes*	750	10	760	EUR	2024	1,750
- *Euro Medium Term Notes*	750	6	756	EUR	2027	1,500
- *Euro Medium Term Notes*	700	2	702	EUR	2022	0,750
- *Euro Medium Term Notes*	650	3	653	EUR	2025	1,000
- *Euro Medium Term Notes*	600	(4)	596	EUR	2028	1,125
- *Euro Medium Term Notes*	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
- *Bond US*	815	5	820	USD	2023	4,000
- *Bond US*	815	3	818	USD	2028	4,750
- *Bond US*	285	1	286	USD	2040	5,700
- *Bond US*	815	(1)	814	USD	2029	4,250
	16.630	**99**	**16.729**			
Obbligazioni convertibili:						
- *Bond convertibile equity linked*	**400**	**(4)**	**396**	EUR	2022	

L'obbligazione convertibile di €396 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione pari ad €13,0535 e, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.900 milioni, di cui €1.504 milioni relative a obbligazioni ordinarie e €396 milioni relative a obbligazioni convertibili.

Le passività finanziarie verso altri di €4.652 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con la Eni Rewind SpA (€1.670 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€829 milioni), EniPower SpA (€360 milioni),

LNG Shipping SpA (€240 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2020 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso negativo pari allo 0,4853% e un tasso positivo di 0,0652% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

	31.12.2020		31.12.2019	
(€ milioni)	**Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie**	**Tasso medio (%)**	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	18.386	1,60	16.327	2,02
Dollaro USA	3.528	4,34	3.994	4,60
	21.914		**20.321**	

Al 31 dicembre 2020, Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.295 milioni (€4.667 milioni al 31 dicembre 2019); questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.
Al 31 dicembre 2020 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.
Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €24.931 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Obbligazioni ordinarie	19.589	16.679
Obbligazioni convertibili	497	402
Banche	3.936	2.845
Altri finanziatori	909	720
	24.931	**20.646**

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,58% e il -0,13% (tra il -0,49% e lo 0,41% al 31 dicembre 2019) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,24% e l'1,31% (tra il 1,92% e il 1,99% al 31 dicembre 2019).
La gerarchia del fair value è di livello 2.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

20 VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	**Passività finanziare a breve termine**	**Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine**	**Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine**	**Totale Indebitamento finanziario lordo**
Valore al 31.12.2019	**4.622**	**20.321**	**2.657**	**27.600**
Variazioni monetarie	(699)	2.020	(337)	984
Differenze cambio da conversione e da allineamento		(269)		(269)
Altre variazioni	6	(158)	260	108
Valore al 31.12.2020	**3.929**	**21.914**	**2.580**	**28.423**

Le altre variazioni riguardano essenzialmente gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti ovvero la revisione dei precedenti.

21 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totali
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	8.111		8.111	4.752		4.752
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.020		5.020	6.230		6.230
C. Liquidità (A+B)	**13.131**		**13.131**	**10.982**		**10.982**
D. Crediti finanziari[a]	**4.799**		**4.799**	**4.551**		**4.551**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	186		186	167		167
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	748	3.132	3.880	460	2.327	2.787
G. Prestiti obbligazionari	980	16.145	17.125	2.620	14.194	16.814
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.731		3.731	4.413		4.413
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	120	789	909	1	719	720
L. Altre passività finanziarie	12		12	42		42
M. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+L)	**5.777**	**20.066**	**25.843**	**7.703**	**17.240**	**24.943**
N. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (M-D-C)	**(12.153)**	**20.066**	**7.913**	**(7.830)**	**17.240**	**9.410**
O. Passività per beni in leasing	215	684	899	176	776	952
P. Passività per beni in leasing verso entità correlate	208	1.473	1.681	161	1.544	1.705
Q. Passività per leasing (O+P)	**423**	**2.157**	**2.580**	**337**	**2.320**	**2.657**
R. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (M+Q)	**6.200**	**22.223**	**28.423**	**8.040**	**19.560**	**27.600**
S. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (R-D-C)	**(11.730)**	**22.223**	**10.493**	**(7.493)**	**19.560**	**12.067**

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.020 milioni (€6.230 milioni al 31 dicembre 2019) sono illustrate alla nota n. 6 - Attività finanziarie destinate al trading.
I crediti finanziari di €4.799 milioni (€4.551 milioni al 31 dicembre 2019) sono commentati alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie.
Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.
Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

22 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2019	**2.547**	**743**	**133**	**73**	**51**	**119**	**643**	**4.309**
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(3)	(1)						**(4)**
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	535							**535**
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	34							**34**
Accantonamenti	14	88	237	16		15	210	**580**
Utilizzi a fronte oneri	(30)	(141)	(42)	(13)	(4)		(304)	**(534)**
Utilizzi per esuberanza		(4)		(7)	(8)		(11)	**(30)**
Valore al 31.12.2020	**3.097**	**685**	**328**	**69**	**39**	**134**	**538**	**4.890**

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.097 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.588 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,172% e l'1,095%; il periodo previsto degli esborsi è 2021-2055; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la regione Basilicata (€448 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.
Il fondo rischi e oneri ambientali di €685 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€324 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€147 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€122 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€47 milioni), negli impianti di raffinazione (€11 milioni).
Il fondo per contratti onerosi di €328 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso, in particolare gli oneri da riconoscere alla società Floaters SpA relativi alla cessione della FPSO "Firenze" (€261 milioni).
Il fondo rischi per contenziosi di €69 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.
Il fondo esodi e mobilità lunga di €39 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'Art. 24 del D.L. 201/2011 convertito con modifiche in Legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. salvaguardie) che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla Legge 214/2011 e per le successive disposizioni intervenute in materia pensionistica, previste dal D.L. 4/2019 convertito con modifiche in Legge 26/2019 ("Pensione quota 100"; sospensione fino al 2026 degli incrementi speranza di vita dei requisiti della pensione anticipata).
Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €134 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.
Gli altri fondi di €538 milioni comprendono:(i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€86 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€36 milioni); (iii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€16 milioni); (iv) oneri connessi alla stima di indennizzi da corrispondere ai proprietari di terreni e fabbricati adiacenti a installazioni produttive a seguito di eventi incidentali (€14 milioni).

23 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	**31.12.2020**	31.12.2019
Piani a benefici definiti:		
- TFR	159	167
- Piani esteri a benefici definiti	3	2
- Fisde e altri	97	90
	259	**259**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	117	117
	376	**376**

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €117 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €103 milioni e i premi di anzianità per €14 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2020						31.12.2019					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**167**	**22**	**90**	**279**	**117**	**396**	**169**	**18**	**72**	**259**	**126**	**385**
Costo corrente		1	2	3	36	39		1	1	2	39	41
Interessi passivi	1		1	2		2	2		1	3		3
Rivalutazioni:	3		8	11	4	15	3	3	14	20		20
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	*(1)*		*1*		*1*	*1*						
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*5*		*7*	*12*	*4*	*16*	*4*	*1*		*5*		*5*
- Effetto dell'esperienza passata	*(1)*			*(1)*	*(1)*	*(2)*	*(1)*	*2*	*14*	*15*		*15*
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione									5	5		5
Benefici pagati	(12)		(4)	(16)	(22)	(38)	(7)		(3)	(10)	(48)	(58)
Altre variazioni					(18)	(18)						
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**159**	**23**	**97**	**279**	**117**	**396**	**167**	**22**	**90**	**279**	**117**	**396**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**
Rendimento delle attività a servizio del piano								(1)		(1)		(1)
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**21**		**21**		**21**		**20**		**20**		**20**
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio								**5**		**5**		**5**
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1		1		(5)		(5)		(5)
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		**1**		**1**		**1**						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**159**	**3**	**97**	**259**	**117**	**376**	**167**	**2**	**90**	**259**	**117**	**376**

Le altre variazioni comprendono la quota dei piani a lungo termine giunti a maturazione la cui erogazione è stata differita al 2021 in relazione allo scenario determinato dall'emergenza sanitaria e alla situazione del settore Oil & Gas.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti[5], valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2020						
Costo corrente		1	2	3	36	39
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*1*		*1*	*2*		*2*
Totale interessi passivi (attivi) netti	1		1	2		2
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*1*		*1*	*2*		*2*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	4
Totale	**1**	**1**	**3**	**5**	**40**	**45**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*2*	*3*	*40*	*43*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*1*		*1*	*2*		*2*
2019						
Costo corrente		1	1	2	39	41
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			5	5		5
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*2*		*1*	*3*		*3*
Totale interessi passivi (attivi) netti:	2		1	3		3
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*1*	*3*		*3*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine						
Totale	**2**	**1**	**7**	**10**	**39**	**49**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*6*	*7*	*39*	*46*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*1*	*3*		*3*

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2020				2019			
(€ milioni)	**TFR**	**Piani esteri a benefici definiti**	**Fisde e altri**	**Totale piani a benefici definiti**	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)		1					
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	5		7	12	4	1		5
- Effetto dell'esperienza passata	(1)			(1)	(1)	2	14	15
- Rendimento delle attività a servizio del piano						1		1
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1		(5)		(5)
	3	**1**	**8**	**12**	**3**	**(1)**	**14**	**16**

(5) L'ammontare delle passività relative agli impegni di Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base delle contribuzioni operate dall'azienda.

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	21	20
	21	**20**

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2020					
Tassi di sconto	(%)	0,3	0,4	0,3	0,0 - 0,35
Tasso di inflazione	(%)	0,8	1,3	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2019					
Tassi di sconto	(%)	0,7	0,5 - 1,2	0,7	0,0 - 1,2
Tasso di inflazione	(%)	0,7	0,5 - 1,5	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2020					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(6)	4	4		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(7)	4			7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	...	1		
31.12.2019					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(7)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	1	1		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €47 milioni, di cui €11 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2020					
2021		6	...	5	36
2022		8	...	4	34
2023		10	...	4	35
2024		13	...	4	1
2025		14	...	4	1
Oltre il 2025		108	...	76	7
Durata media ponderata	anni	**8,2**	**7,0**	**14,8**	**2,8**
31.12.2019					
2020		10	...	5	37
2021		10	...	4	36
2022		8	...	4	34
2023		7	...	4	1
2024		10	...	4	1
Oltre il 2024		122	...	69	6
Durata media ponderata	anni	**8,9**	**7,0**	**14,5**	**2,7**

24 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

	31.12.2020		31.12.2019	
(€ milioni)	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	130	170	105	50
- Outright	12	13	13	13
- Interest currency swap	131	121	26	23
	273	**304**	**144**	**86**
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	95	88	46	46
	95	**88**	**46**	**46**
Contratti su merci				
- Over the counter	793	1.148	896	718
- Future	2		4	3
- Altri	5		12	
	800	**1.148**	**912**	**721**
	1.168	**1.540**	**1.102**	**853**
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	177	92	38	799
	177	**92**	**38**	**799**
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	**2**	**2**	**11**	**11**
Totale contratti derivati	**1.347**	**1.634**	**1.151**	**1.663**
Di cui:				
- correnti	1.009	1.247	1.036	1.486
- non correnti	338	387	115	177

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.
Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.
Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.
Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	**Valore nominale dello strumento di copertura**	**Variazione fair value efficace**	**Variazione fair value inefficace**	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	1.056	(429)	6	3.566	(1.556)	7

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	**Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture**	**Riserva cash flow hedge**	**Rigiro a conto economico**	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	424	13	(1.131)	1.529	(682)	(753)

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge.
Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.
Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti e ove opportuno sono attivate le operazione di ribilanciamento della copertura.
La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 26 - Patrimonio netto.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.335 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €120 milioni nel corso del 2020) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.546 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2020	2019
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(182)	105
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	7
	(176)	**112**

Gli altri oneri operativi netti di €176 milioni (proventi operativi netti di €112 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019
Strumenti finanziari derivati su valute	(208)	(4)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(3)	(1)
	(211)	**(5)**

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €211 milioni (oneri netti per €5 milioni nel 2019) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.
I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

25 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni (€2 milioni nel 2019) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

26 PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(981)
Riserva azioni proprie in portafoglio	581	981
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	*378*	*378*
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	10	(484)
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(12)	(4)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(59)	(50)
Riserva IFRS 10 e 11	263	311
Altre riserve di utili non disponibili:		9
Riserva Art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005		9
Altre riserve di utili disponibili:	24.995	25.086
Riserva disponibile	23.835	23.930
Riserva da avanzo di fusione	636	636
Riserva da contributi in c/capitale Art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
Riserva Art.14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	18	14
Riserva Art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Obbligazioni subordinate perpetue	3.000	
Acconto sui dividendi	(429)	(1.542)
Utile dell'esercizio	1.607	2.978
	44.707	**41.636**

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2020, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale, a seguito dell'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie come deliberato dall'Assemblea dei Soci del 13 maggio 2020. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,37%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,96%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,92%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.478.818.036 azioni, pari al 68,75%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'Art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'Art. 2430 C.C.

AZIONI PROPRIE ACQUISTATE

Il 13 maggio 2020, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni[6]. Al 31 dicembre 2020, le azioni proprie acquistate ammontano a €581 milioni (€981 milioni al 31 dicembre 2019), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022.

RISERVA AZIONI PROPRIE IN PORTAFOGLIO

La riserva azioni proprie in portafoglio di €581 milioni (€981 milioni al 31 dicembre 2019) è a fronte del valore di iscrizione n. 33.045.197 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2020 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

ALTRE RISERVE DI CAPITALE

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

(6) L'importo all'euro è 399.999.994,58.

RISERVA FAIR VALUE STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI CASH FLOW HEDGE AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva di €10 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura Cash flow hedge		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2019	**(682)**	**198**	**(484)**
Variazione dell'esercizio	(429)	124	(305)
Rigiro a conto economico	1.131	(327)	804
Rigiro a rettifica Rimanenze	(7)	2	(5)
Riserva al 31 dicembre 2020	**13**	**(3)**	**10**

RISERVA FAIR VALUE PARTECIPAZIONI MINORITARIE

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €12 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione del fair value della partecipazione in BANCA UBAE SpA.
La riserva è disponibile per la copertura perdite.

RISERVA VALUTAZIONE DI PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €59 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

RISERVA IFRS 10 E 11

La riserva di €263 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

ALTRE RISERVE DI UTILI DISPONIBILI

Le altre riserve di utili disponibili di €24.995 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €23.835 milioni si decrementa di €95 milioni essenzialmente per effetto del pagamento del dividendo 2020 per quanto non disponibile dall'utile di esercizio 2019 (€87 milioni) in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 maggio 2020;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include, inoltre, l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale Art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'Art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'Art. 88 del D.P.R. n. 917/1986 che si sono succedute nel tempo;

- riserva Art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex Art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €18 milioni. Accoglie gli effetti dei piani di incentivazione di lungo termine azionario 2017-2019 e 2020-2022 approvati dalle Assemblee degli azionisti nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€14 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€4 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate;
- riserva Art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'Art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Eni ha emesso due obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €3 miliardi. Le obbligazioni ibride, acquistate da investitori istituzionali, sono state collocate sul mercato degli Eurobond e hanno ricevuto ordini per circa €14 miliardi, principalmente da Regno Unito, Francia, Italia e Germania.
Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo.
Le caratteristiche principali delle due obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049. Le previsioni contrattuali dei bond emessi consentono a Eni di: (i) differire, a sua esclusiva discrezione, il pagamento degli interessi dovuti senza configurare un default o una violazione contrattuale; (ii) la facoltà, a definite scadenze contrattuali, di rimborsare integralmente i titoli mediante il pagamento di un importo pari al capitale non ancora rimborsato, nonché degli interessi maturati e degli eventuali interessi differiti.

ACCONTO SUI DIVIDENDI

Riguarda per €429 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione deliberato il 15 settembre 2020 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'Art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2020.
Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €25,33 miliardi.

27 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE

Le garanzie di €108.050 milioni (€115.285 milioni al 31 dicembre 2019) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Imprese controllate	106.159	113.426
Imprese collegate e joint venture	1.018	1.052
Proprio	776	700
Altri	97	107
Totale	**108.050**	**115.285**

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €106.159 milioni riguardano:

- per €44.827 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate, dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.075 milioni ($5.000 milioni), di €8.150 milioni ($10.000 milioni) e di €20.377 milioni ($25.000 milioni), sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui, in particolare, il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le due garanzie di €12.225 milioni ($15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.356 milioni;
- per €18.668 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €8.446 milioni;
- per €5.597 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte, in particolare, di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio (€3.559 milioni), Altre attività (€816 milioni), Corporate e società finanziarie (€245 milioni), Refining & Marketing (€819 milioni) e Chimica (€158 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo è di €793 milioni;
- per €3.260 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la Società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della Società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture Adnoc Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle Società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Lt a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle Società e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;
- per €2.752 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €2.494 milioni;
- per €2.445 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo è di €1.494 milioni;
- per €1.630 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €1.581 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €1.354 milioni;

- per €1.141 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing Llc Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della Società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico dell'esercizio. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent compay guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €82 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €30 milioni;
- per €32 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline Llc nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €20 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.018 milioni riguardano essenzialmente:

- per €499 milioni la garanzia prestata alla Treno Alta Velocità – TAV – SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). La riduzione dell'importo è avvenuta in seguito all'esito positivo del collaudo dei lotti da 1 a 4; in corso l'attività di collaudo per il 5° e ultimo lotto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 risulta azzerato. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per €279 milioni la garanzia prestata a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalla Vår Energi (Società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), riferita essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €165 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €41 milioni;
- per €18 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €776 milioni riguardano essenzialmente:

- per €776 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €776 milioni.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Impegni	128	134
Rischi	362	422
	490	**556**

Gli impegni di €128 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (€4 milioni) dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2020 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €108 milioni (€65 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €2 milioni come impegno economico).
I rischi di €362 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le Autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 - Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi.

Tra gli altri:

- il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI[7]

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente per le Società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trading & Shipping SpA[8] assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trading & Shipping SpA ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.
Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede

(7) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.
(8) A partire dal 1° gennaio 2021 le attività operative dalla Eni Trading & Shipping SpA sono state trasferite, per effetto dell'operazione di scissione posta in essere, alle società Eni Global Energy Markets SpA e Eni Trade & Biofuels SpA; sempre con efficacia dal 1° gennaio 2021 la Eni Trading & Shipping post scissione è stata posta in liquidazione.

un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: (i) sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); (ii) sul risultato economico e patrimonio netto di bilancio per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie mini-

me; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate da Eni Trading & Shipping in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).
Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD. Nel 2020, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2019. Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2020 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2019) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at risk - approccio paramentrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2020				2019			
(€ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse[a]	3,33	0,77	1,32	0,96	3,70	1,17	2,18	1,46
Tasso di cambio[a]	0,34	0,03	0,15	0,09	0,32	0,01	0,08	0,08

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2020				2019			
(€ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[b]	8,52	0,94	3,92	0,96	15,98		4,07	

(b) Il perimetro consiste nell'unità di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2020				2019			
(€ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio euro[a]	0,37	0,29	0,32	0,30	0,37	0,31	0,35	0,33

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

	2020				2019			
(€ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio USD[b]	0,07	0,03	0,05	0,05	0,05	0,02	0,04	0,05

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto eco-

nomico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2020 il programma risulta utilizzato per circa €16,3 miliardi (di cui Eni SpA €13,9 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negative per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2020 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes nel 2020 sono stati emessi bond per un valore complessivo di €3,5 miliardi (di cui Eni SpA €3,0 miliardi).

Inoltre, ad ottobre 2020 per la prima volta Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di 3 miliardi di euro. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che sono classificati in bilancio interamente all'interno del patrimonio netto. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3/BBB/BBB (Moody's/S&P/Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Al 31 dicembre 2020, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €7.052 milioni. Le linee di credito committed non utilizzate sono pari a €5.295 milioni, di cui €4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.661	2.285	3.446	2.034	2.222	10.166	**21.814**
Passività finanziarie a breve termine	3.929						**3.929**
Passività per beni in leasing	407	311	300	241	230	1.075	**2.564**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.248	143	39	1	64	139	**1.634**
	7.245	**2.739**	**3.785**	**2.276**	**2.516**	**11.380**	**29.941**
Interessi su debiti finanziari	446	387	376	303	279	972	**2.763**
Interessi su passività per beni in leasing	85	67	56	47	39	149	**443**
	531	**454**	**432**	**350**	**318**	**1.121**	**3.206**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.082	2.266	1.243	2.721	1.784	9.315	**20.411**
Passività finanziarie a breve termine	4.622						**4.622**
Passività per beni in leasing	321	302	265	247	228	1.284	**2.647**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.486	91	24			62	**1.663**
	9.511	**2.659**	**1.532**	**2.968**	**2.012**	**10.661**	**29.343**
Interessi su debiti finanziari	480	377	351	342	269	1.101	**2.920**
Interessi su passività per beni in leasing	80	79	64	55	47	187	**512**
	560	**456**	**415**	**397**	**316**	**1.288**	**3.432**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2021**	**2022-2025**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2020				
Debiti commerciali	3.475			3.475
Altri debiti e anticipi	678	31	27	736
	4.153	**31**	**27**	**4.211**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2020**	**2021-2024**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2019				
Debiti commerciali	4.710			4.710
Altri debiti e anticipi	835	83	24	942
	5.545	**83**	**24**	**5.652**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[9]

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(9) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 23 – Fondi per benefici ai dipendenti.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	20	44	57	92	142	2.718	**3.073**
Costi relativi a fondi ambientali	154	123	104	73	39	192	**685**
Impegni di acquisto[b]	6.569	6.769	6.723	7.374	7.829	60.101	**95.365**
- Gas							
Take-or-pay	5.619	6.230	6.226	6.947	7.626	59.777	**92.425**
Ship-or-pay	950	539	497	427	203	324	**2.940**
Altri impegni, di cui:	2					126	**128**
Memorandum di intenti Val d'Agri	2					106	**108**
Altri						20	**20**
Totale	**6.745**	**6.936**	**6.884**	**7.539**	**8.010**	**63.137**	**99.251**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

		Anni di scadenza				
(€ milioni)	Totale	2021	2022	2023	2024	Oltre
Impegni per progetti committed	**1.688**	522	380	321	182	283

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2020			2019		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura[a]	(372)	(393)		249	100	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b]	85	6	702	(761)	7	(767)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli[c]	5.020	26		6.230	117	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	10		(8)	18		
- Altre imprese disponibili per la vendita	...			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	3.756	(33)		4.981	(57)	
- Crediti finanziari[c]	9.177	(287)		8.862	311	
- Debiti commerciali e altri debiti[e]	(4.153)	40		(5.545)	(30)	
- Debiti finanziari[c]	(25.843)	(206)		(24.943)	(616)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €182 milioni di oneri (proventi per €105 milioni nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €211 milioni di oneri (oneri per €5 milioni nel 2019).
(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli" Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per €1.131 milioni nel 2020 (oneri per €753 milioni nel 2019).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €9 milioni di oneri (oneri per €63 milioni nel 2019), (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €24 milioni di oneri (proventi per €6 milioni nel 2019).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

INFORMAZIONI SULLE VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2020 di Eni SpA sono classificate:

	2020			2019		
(€ milioni)	**Livello 1**	**Livello 2**	**Livello 3**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	4.766	254		5.689	541	
Rimanenze - Certificati bianchi				13		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	2	865			998	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		142			38	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			10			18
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		303			115	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		35				
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.174			757	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		73			729	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		368			107	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		19			70	

Nel corso dell'esercizio 2020 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

CONTENZIOSI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

REGOLAMENTAZIONE IN MATERIA AMBIENTALE

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2020, a fronte di 4,60 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,15 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (0,45 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

28 RICAVI

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliferi	8.348	14.374
Gas naturale	5.113	8.577
Energia elettrica e utility	1.793	2.337
GNL	814	1.183
Greggi	448	556
Gestione sviluppo sistemi informatici	96	99
Vettoriamento gas su tratte estere	63	55
Altre vendite e prestazioni	1.345	1.311
	18.020	**28.492**
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	**(3)**	**4**
	18.017	**28.496**

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio[a]	152	107
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	(17)	10
	135	**117**

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2020	2019
Accise su prodotti petroliferi	(7.616)	(8.793)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.473)	(2.052)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(313)	(362)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(220)	(259)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(85)	(145)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(7)
	(9.714)	**(11.618)**

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2020	2019
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	14	11
Locazioni, affitti e noleggi	36	55
Proventi per attività in joint venture	31	41
Indennizzi	94	103
Altri proventi	230	220
	405	**430**

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

29 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2020	2019
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	12.215	22.059
Costi per servizi	4.163	4.901
Costi per godimento di beni di terzi	181	305
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	491	572
Variazioni rimanenze	969	(550)
Altri oneri	378	248
	18.397	**27.535**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2020	2019
Materie prime, sussidiarie	4.291	9.051
Gas naturale	4.672	8.563
Prodotti	2.737	3.728
Semilavorati	328	498
Materiali e materie di consumo	320	418
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(111)	(178)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(22)	(21)
	12.215	**22.059**

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2020	2019
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.046	1.477
Progettazione e direzione lavori	487	727
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	461	431
Manutenzioni	337	390
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	330	408
Trasporti e movimentazioni	240	311
Consulenze e prestazioni professionali	230	252
Compensi di lavorazione	224	44
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	188	216
Costi di vendita diversi	168	186
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	127	143
Servizi di modulazione e stoccaggio	109	99
Viaggi, missioni e altri	96	132
Postali, telefoniche e ponti radio	85	88
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	57	73
Altri	685	850
	4.870	**5.827**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(520)	(701)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(187)	(225)
	4.163	**4.901**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €91 milioni.
I costi per godimento beni di terzi di €181 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €97 milioni (€163 milioni al 31 dicembre 2019).
Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €491 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e

oneri sono indicate alla nota n. 22 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.
Gli altri oneri di €378 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€161 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€40 milioni).
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Salari e stipendi	892	909
Oneri sociali	252	254
Oneri per benefici ai dipendenti	106	102
Costi personale in comando	35	40
Altri costi	96	36
	1.381	**1.341**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(111)	(115)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(27)	(37)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(5)	(4)
	1.238	**1.185**

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 23 - Fondi per benefici ai dipendenti.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2020	2019
Dirigenti	613	626
Quadri	4.691	4.466
Impiegati	6.050	5.874
Operai	984	998
	12.338	**11.964**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR

dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitor di Eni ("Peer Group") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento e (ii) per il 50% dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitor di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale ($/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG ($tCO_2eq./kboe$) relative alla produzione upstream, rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €4,67 per azione; (ii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione; (iii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (tra €5,885 e €8,303 per l'attribuzione 2020 a seconda della grant date alle risorse manageriali destinatarie dell'incentivazione; €13,714, per l'attribuzione 2019; €14,246, per l'attribuzione 2018), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (5,9% per l'attribuzione 2020, 6,1% per l'attribuzione 2019 e 5,8% per l'attribuzione 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (compresa tra il 41% e il 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019; 20% per l'attribuzione 2018), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della Società, ammontano a €5,4 milioni (€7,8 milioni nel 2019) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €54 milioni e €48 milioni rispettivamente per il 2020 e il 2019 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Salari e stipendi	25	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	16	10
	54	**48**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €7,54 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €390 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione, che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.213	1.625
Oneri finanziari	(2.749)	(2.016)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	26	117
	(510)	**(274)**
Strumenti finanziari derivati	211	(5)
	(299)	**(279)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(427)	(510)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(88)	(80)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(88)	(81)
Interessi attivi su depositi e c/c	6	9
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	26	117
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	67	86
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(8)	(10)
	(512)	**(469)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.460	1.207
Differenze attive da valutazione	573	165
Differenze passive realizzate	(1.492)	(1.071)
Differenze passive da valutazione	(706)	(260)
	(165)	**41**
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(34)	(42)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	130	125
Commissioni per servizi finanziari	24	24
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(3)	(3)
Altri proventi	9	9
Altri oneri	(18)	(22)
	108	**91**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	59	63
	(510)	**(274)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, positivi di €211 milioni, sono indicati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

31 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	**2020**	2019
Dividendi	8.914	6.623
Altri proventi	5	420
Totale proventi	**8.919**	**7.043**
Svalutazioni e altri oneri	(2.400)	(1.366)
	6.519	**5.677**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	**2020**	2019
Dividendi		
Eni International BV	7.990	6.097
Eni Trading & Shipping SpA	186	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	157	51
Eni gas e luce SpA	150	
Eni Angola SpA	134	175
EniPower SpA	92	113
Eni Insurance DAC	65	49
Ecofuel SpA	30	44
Eni Finance International SA	29	32
Floaters SpA	28	17
Eni International Resources Ltd	24	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	8	8
LNG Shipping SpA	6	17
Transmed SpA	5	5
Norpipe Terminal Holdco Ltd	4	3
Eni Fuel SpA	3	8
Saipem SpA	3	
EniProgetti SpA		1
Altre		3
	8.914	**6.623**
Altri proventi		
	5	420
Totale proventi	**8.919**	**7.043**

Gli altri proventi del 2019 si riferiscono essenzialmente alla ripresa di valore di Eni Angola SpA.

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Svalutazioni		
Eni Investments Plc	620	
Versalis SpA	471	551
Eni Petroleum Co Inc	457	63
Saipem SpA	291	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	213	118
Eni Rewind SpA	190	426
Unión Fenosa Gas SA	85	8
EniProgetti SpA	17	17
LNG Shipping SpA	12	17
Servizi Aerei SpA	12	
Eni Mozambico SpA	9	13
Agenzia Giornalistica Italia SpA	6	7
Eni New Energy SpA	6	
EniServizi SpA	2	
Società Petrolifera Italiana SpA	1	3
Eni West Africa SpA	1	
Raffineria di Gela SpA		76
Floaters SpA		3
Altre minori	1	
	2.394	**1.302**
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA		64
Perdite su partecipazione Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	6	
	6	**64**
Totale oneri	**2.400**	**1.366**

32 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
IRES	66	17
IRAP	(2)	
Totale imposte correnti	**64**	**17**
Imposte differite	(76)	9
Imposte anticipate[(a)]	(660)	(409)
Totale imposte differite e anticipate	**(736)**	**(400)**
Totale imposte estere	**(13)**	**(8)**
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	**(685)**	**(391)**
Imposte correnti relative alla joint operation	(2)	1
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	59	
Totale imposte sul reddito joint operation	**57**	**1**
	(628)	**(390)**

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 17 - Attività per imposte anticipate.

Per effetto delle previsioni dei cd. decreti COVID-19, in ultimo il decreto legge 7/2021, gli atti di accertamento relativi alle imposte sui redditi, Iva e Irap per l'annualità 2015, la cui decadenza è fissata al 31 dicembre 2020, possono essere notificati tra il 1° marzo 2021 e il 28 febbraio 2022.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation, è di seguito analizzata:

	2020			2019		
(€ milioni)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	2.235	24,00%	536	3.368	24,00%	808
Differenza tra valore e costi della produzione	(3.985)	4,96%		(2.030)	4,96%	
Aliquota teorica		**24,00%**			**24,00%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-91,00%			-44,97%	
- perdite fiscali società consolidate		1,90%			-1,87%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		25,72%			6,74%	
- svalutazione anticipate		71,15%			23,57%	
- perdita fiscale per imposte passati esercizi		-2,13%			2,94%	
- altre variazioni		-1,54%			1,17%	
Aliquota effettiva		**28,10%**			**11,58%**	

33 ESPLORAZIONE E VALUTAZIONE DI RISORSE OIL & GAS

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	19	18
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	**19**	**18**
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	**266**	**293**

34 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;

c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. Le uniche operazioni non esenti, esaminate e valutate positivamente in applicazione della procedura, con riferimento all'interesse della Società e alla convenienza e correttezza delle relative condizioni, riguardano (i) la revisione di un contratto per servizi connessi ad infrastrutture di rete con Vodafone Italia SpA; (ii) il rinnovo di un contratto per lo sviluppo di contenuti editoriali per la rivista World Energy con l'Istituto Affari Internazionali. Entrambe le controparti sono correlate a Eni SpA per il tramite di due componenti del Consiglio di Amministrazione;

d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2020 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€1 milione); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€23 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2020

		31.12.2020					2020		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti e altre attività**	**Debiti e altre passività**	**Derivati attivi**	**Derivati passivi**	**Garanzie**	**Costi[a]**	**Ricavi[b]**	**Derivati su commodity**
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		3				12.834		11	
Agip Karachaganak BV		4				2.816	1	12	
Ecofuel SpA		1	4			11	114	4	
Eni Abu Dhabi BV		5	2			44.827	2	21	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.260			
Eni AEP Ltd						101			
Eni Algeria Exploration BV		9	1			98		14	
Eni Angola SpA		35	1			2.806		68	
Eni Austria GmbH		7				15		74	
Eni Deutschland GmbH		93	2			12	22	489	
Eni Finance International SA		1		79	175			2	
Eni France Sàrl		2				54		16	
Eni Fuel SpA		180	27			54	8	601	
Eni Gas & Power France SA		127				70		504	
Eni gas e luce SpA		245	9	208	250	659		1.523	(42)
Eni Hewett Ltd						64			
Eni Insurance Designated Activity Company		69	7			75	41	95	
Eni International BV		1				163		2	
Eni Lasmo Plc						527			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		25	29			20	158	76	
Eni México S. de RL de CV		14	1			178		37	
Eni Mozambique Engineering Ltd		3	3				67	7	
Eni Muara Bakau BV		46	43				102	11	
Eni North Africa BV		15	5			21	74	35	
Eni Petroleum Co Inc		7	2			151	8	15	
Eni Petroleum US Llc						372			
Eni Rewind SpA		25	130			847	293	46	
Eni Suisse SA		8	1				5	115	
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)						178			
Eni Trading & Shipping Inc						480			
Eni Trading & Shipping SpA		748	1.027	771	995	2.702	4.127	2.251	(576)
Eni ULX Ltd						265			
Eni US Operating Co Inc						646			
Eni USA Gas Marketing Llc						1.177			
Eni Venezuela BV		4					127	72	
EniPower Mantova SpA		17	24			6	83	13	
EniPower SpA		63	74			10	363	94	
EniProgetti SpA		13	78			10	117	19	
EniServizi SpA		18	17			14	123	42	
Ieoc Production BV		29	3				1	74	
Nigerian Agip Oil Company Ltd		36				67		53	
Raffineria di Gela SpA		8	10			68	136	30	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		5	14				107		
Versalis France Sas						95			
Versalis SpA		120	16		1	150	76	516	15
Altre[(*)]		198	89			600	176	424	
		2.184	**1.619**	**1.058**	**1.421**	**76.503**	**6.331**	**7.366**	**(603)**

		31.12.2020					2020		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti e altre attività**	**Debiti e altre passività**	**Derivati attivi**	**Derivati passivi**	**Garanzie**	**Costi[a]**	**Ricavi[b]**	**Derivati su commodity**
Imprese collegate e joint venture									
Angola LNG Supply Services Llc						165			
Gruppo Saipem		1	21			509	15	6	
Società EniPower Ferrara Srl		3	19			6	85	8	
Società Oleodotti Meridionali SpA - SOM SpA		3	399				15	20	
Unión Fenosa Gas SA						57		1	
Vår Energi AS		20	25			279	97	32	
Altre[*]		20	6			2	53	75	
		47	**470**			**1.018**	**265**	**142**	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Snam		182	209				1.011	27	
GSE - Gestore Servizi Energetici		20	21				236	548	
Terna SpA		20	11	1	1		55	9	8
Altre imprese a controllo statale[*]		7	22				59	12	
		229	**263**	**1**	**1**		**1.361**	**596**	**8**
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati			**3**				**35**		
		2.460	**2.355**	**1.059**	**1.422**	**77.521**	**7.992**	**8.104**	**(595)**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2019

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2019 Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	3				14.021		8	
Agip Karachaganak BV	7	1			3.077	1	16	
Ecofuel SpA	5	15			9	193	3	
Eni Abu Dhabi BV	10	1			44.522	2	18	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					6.527			
Eni AEP Ltd					109			
Eni Algeria Exploration BV	13				79		14	
Eni Angola SpA	32				3.048		64	
Eni Austria GmbH	11				15		148	
Eni Congo SA	25						58	
Eni Deutschland GmbH	158	10			5	113	573	
Eni France Sàrl	2				52		18	
Eni Fuel SpA	281	49			30	8	980	
Eni Gas & Power France SA	160				72		738	
Eni gas e luce SpA	420	173	181	81	612	4	1.915	142
Eni Insurance Designated Activity Company	1	4			75	34	104	
Eni International BV	1				178		1	
Eni Lasmo Plc					576			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	34	28			13	232	115	
Eni México S. de RL de CV	19	2			194	(2)	51	
Eni Mozambico SpA	2				127		4	
Eni Mozambique Engineering Ltd	3	15				104	12	
Eni Muara Bakau BV	57	68				224	15	
Eni North Africa BV	15	13			65	225	29	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl					53			
Eni Petroleum US Llc					258			
Eni Rewind SpA	29	175			807	366	47	
Eni Suisse SA	13	2				22	161	
Eni Trading & Shipping Inc					604			
Eni Trading & Shipping SpA	1.068	1.791	757	1.446	3.914	9.476	3.925	(1.639)
Eni ULX Ltd					279			
Eni US Operating Co Inc					706	1	1	
Eni USA Gas Marketing Llc					1.285			
Eni Venezuela BV	3					79	25	
EniPower Mantova SpA	4	21			6	87	13	
EniPower SpA	52	83			12	361	86	
EniProgetti SpA	18	93			7	140	21	
EniServizi SpA	19	29			15	145	34	
Ieoc Production BV	40	3			2	3	90	
Nigerian Agip Oil Company Ltd	26				73	1	53	
Raffineria di Gela SpA	9	16			143	51	22	
Serfactoring SpA	1	53				1	2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	15	11				292	44	
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	164	50	2	1	269	113	737	2
Altre[*]	183	77	40	41	421	218	391	
	2.903	**2.783**	**980**	**1.569**	**82.354**	**12.494**	**10.536**	**(1.495)**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2019 Costi[a]	Ricavi[b]	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services Llc					181			
Coral FLNG SA	15						70	
Gruppo Saipem	2	13			510	24	6	
Società EniPower Ferrara Srl	3	31			5	111	10	
Unión Fenosa Gas SA					57		1	
Vår Energi AS	17	8			296	79	30	
Altre(*)	4	8			3	53	26	
	41	**60**			**1.052**	**267**	**143**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	5	12				71	79	
Gruppo Snam	271	224				1.208	51	
GSE - Gestore Servizi Energetici	23	17				407	535	
Terna SpA	21	12	2	1		60	20	17
Altre imprese a controllo statale(*)	8	7				14	11	
	328	**272**	**2**	**1**		**1.759**	**697**	**17**
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati		**2**				**28**		
	3.272	**3.117**	**982**	**1.570**	**83.406**	**14.548**	**11.376**	**(1.478)**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e da Eni Venezuela BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Eni Austria GmbH, Eni Suisse SA e Eni Venezuela BV). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni gas e luce SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis Spa);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Trading & Shipping SpA e Vår Energi AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA ed Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Ieoc Production BV, Eni Angola SpA, Eni México S. De R.L., Nigerian Agip Oil Co Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16;
- gli anticipi a breve termine ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2020

		31.12.2020			2020		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti**	**Debiti**	**Garanzie**	**Oneri**	**Proventi**	**Derivati**
Imprese controllate							
Banque Eni SA		128					
Eni Angola SpA		318				2	
Eni Finance International SA		6.915	909	25.659	38	153	(149)
Eni Finance USA Inc				3.044		1	
Eni gas e luce SpA		3	97			8	
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)			61				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		50	44			1	
Eni New Energy SpA		75				1	
Eni Rewind SpA		3	1.670	11		9	
Eni Trade & Biofuels SpA			97	31		1	
Eni Trading & Shipping Inc			4	64			
Eni Trading & Shipping SpA		11	829	800		23	2
EniPower Mantova SpA			402		13		
EniPower SpA			1.442		34	1	
EniProgetti SpA		68	10			1	
LNG Shipping SpA			270		2	1	
Raffineria di Gela SpA		212	93		3	1	
Serfactoring SpA		151	1			1	
Versalis SpA		1.268	19	21		8	1
Altre(*)		64	215	26	2	18	5
		9.266	**6.163**	**29.656**	**92**	**230**	**(141)**
Imprese collegate e joint venture							
Gruppo Saipem			138		4		
Altre(*)		35	15		2	1	
		35	**153**		**6**	**1**	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale(*)			5				
			5				
		9.301	**6.321**	**29.656**	**98**	**231**	**(141)**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2019

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti	Debiti	Garanzie	2019 Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Banque Eni SA	93					1
Eni Angola SpA	180				1	
Eni Australia Limited	70	71				
Eni Finance International SA	6.303	720	26.738	32	157	8
Eni Finance USA Inc			3.287		1	
Eni gas e luce SpA	163	240			13	
Eni Hewett Limited			75			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	200	80			1	
Eni North Africa BV		55				
Eni Rewind SpA	2	1.816	39		8	
Eni Trading & Shipping Inc		20	76			
Eni Trading & Shipping SpA	280	1.193	791	1	32	(3)
EniPower Mantova SpA	4	417		14		
EniPower SpA		1.469		27	2	
EniProgetti SpA	90	17			1	
LNG Shipping SpA		296		3	1	
Raffineria di Gela SpA	296	115		4	2	
Serfactoring SpA	192	27			1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		84			1	1
Versalis SpA	917	3	21		5	
Altre(*)	110	194	45		18	2
	8.900	**6.817**	**31.072**	**81**	**244**	**9**
Imprese collegate e joint venture						
Altre(*)	49	12			1	
	49	**12**			**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre imprese a controllo statale(*)		8				
		8				
	8.949	**6.837**	**31.072**	**81**	**245**	**9**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.
I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.
I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.
Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2020			31.12.2019		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.111	148	1,82	4.752	111	2,34
Altre attività finanziarie (correnti)	4.822	4.818	99,92	4.693	4.689	99,91
Crediti commerciali e altri crediti	3.756	2.260	60,17	4.981	2.982	59,87
Altre Attività (correnti)	1.322	963	72,84	1.532	994	64,88
Altre Attività finanziarie (non correnti)	4.355	4.335	99,54	4.169	4.149	99,52
Altre Attività (non correnti)	909	296	32,56	522	279	53,45
Passività finanziarie a breve termine	3.929	3.731	94,96	4.622	4.413	95,48
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.848	120	6,49	3.081	1	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	423	208	49,17	337	161	47,77
Debiti commerciali e altri debiti	4.153	1.918	46,18	5.545	3.082	55,58
Altre passività (correnti)	2.615	1.550	59,27	3.065	1.453	47,41
Passività finanziarie a lungo termine	20.066	789	3,93	17.240	719	4,17
Passività per beni in leasing a lungo termine	2.157	1.473	68,29	2.320	1.544	66,55
Altre passività (non correnti)	839	309	36,83	748	152	20,32

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2020			2019		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	18.017	7.641	42,41	28.496	11.077	38,87
Altri ricavi e proventi	405	184	45,43	430	186	43,26
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	18.397	7.729	41,98	27.535	14.433	52,42
Altri proventi (oneri) operativi	(176)	(595)	n.s.	112	(1.478)	n.s.
Proventi finanziari	2.213	231	10,44	1.625	245	15,08
Oneri finanziari	2.749	98	3,56	2.016	81	4,02
Strumenti finanziari derivati	211	(141)	n.s.	(5)	9	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi e proventi	8.102	11.588
Costi e oneri	(8.691)	(16.176)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	735	(47)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(929)	942
Interessi	152	157
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(631)**	**(3.536)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(35)	(54)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	19	2
Variazione crediti finanziari	(469)	(4.235)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(485)**	**(4.287)**
Variazione debiti finanziari	(493)	386
Rimborsi di passività per leasing	(194)	(146)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(687)**	**240**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(1.803)**	**(7.583)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2020			2019		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	8.426	(631)	n.s.	6.465	(3.536)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(7.059)	(485)	n.s.	(6.885)	(4.287)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	1.994	(687)	n.s.	(4.482)	240	n.s.

35 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.
In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.
Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[10].
L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2020, anche tramite una pluralità di atti.
Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(10) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

EROGAZIONI CONCESSE

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Policlinico Agostino Gemelli IRCCS	7.500.000
Fondazione Eni Enrico Mattei	4.956.727
Fondazione Teatro alla Scala	3.094.416
Eni Foundation	1.343.000
ASL Taranto	1.084.286
ASL Brindisi	1.023.763
AOR S. Carlo Potenza	899.067
Dipartimento della Protezione Civile	662.500
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Policlinico San Donato(*)	442.935
ASP Siracusa	279.185
WEF - World Economic Forum	278.707
AUSL Ravenna	194.974
World Food Programme	183.883
AOU Ospedali Riuniti Ancona	162.697
Torino World Affairs Institute (T.wai)	150.000
IRCCS Ospedale Sacro Cuore Don Calabria di Negrar (Verona)	132.500
ASST Bergamo	117.110
ASP Ragusa	113.293
ASP Caltanissetta	109.578
Council on Foreign Relations	101.509
Atlantic Council of the United States, Inc	93.375
World Business Council for Sustainable Development	75.811
Casa di cura Villa Erbosa-Bologna(*)	71.200
Associazione Pionieri e Veterani Eni	63.500
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	55.445
Bruegel	50.000
FONDAZIONE COTEC - Fondazione per l'innovazione	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Comunità Frontiera Onlus	40.000
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Pietro(*)	38.470
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Marco(*)	37.500
Istituti Ospedalieri Bresciani - Istituto Clinico San Rocco(*)	35.600
Aspen Institute Italia	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
ASP Messina	34.155
Center For Strategic & International Studies	32.406
Fondazione Italia Cina	30.002
ASL Latina	26.300
AOU Sassari	25.970
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Istituto Clinico Beato Matteo(*)	24.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	22.353
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Italiana Sclerosi Laterale Amiotrofica (AISLA ONLUS)	22.000
Council of the Americas	21.862
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Associazione CILLA Liguria	20.000
ASST Mantova Ospedale Carlo Poma	12.985
AULSS 3 Venezia Mestre	12.985

(*) Il totale delle erogazioni concesse al Gruppo San Donato (GSD) è pari a €661.805. Tale valore include anche le erogazioni singolarmente inferiori alla soglia di €10.000.

36 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2020.

37 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

38 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

In data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione, sottoscritto con il gestore del fondo immobiliare, del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese prevedendo, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile al 31 dicembre 2021; sono in corso da parte del gestore del fondo immobiliare negoziazioni con il proprio appaltatore per il completamento delle opere e la risoluzione delle riserve connesse con l'esecuzione del contratto di appalto.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 di Eni SpA che chiude con l'utile di 1.606.976.739,49 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 1.606.976.739,49 euro, che residua in 1.178.270.781,37 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di 0,12 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 15 settembre 2020, come segue:
- agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,24 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di 0,12 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2020 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,36 euro per azione; il pagamento del saldo dividendo 2020 di 0,24 euro sarà effettuato il 26 maggio 2021, con data di stacco il 24 maggio 2021 e "record date" il 25 maggio 2021;
- l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

18 marzo 2021

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'Art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,
la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Giovanna Ceribelli, Roberto Maglio – subentrato al Sindaco dimissionario Mario Notari – e Marco Seracini, Sindaci effettivi, nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 14 maggio 2020 per il triennio 2020-2021-2022.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Autodisciplina; come deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni in data 23 dicembre 2020, Eni applica, a partire da gennaio 2021, il nuovo Codice di Corporate Governance, approvato dal Comitato per la Corporate Governance nel gennaio 2020 in sostituzione del Codice di Autodisciplina di luglio 2018. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale Società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n. 135.
Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2020, il Collegio si è complessivamente riunito 24 volte, delle quali 14 successivamente all'Assemblea che ne ha rinnovato la composizione, sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci, rispettivamente ad una e a due riunioni. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci ad una riunione consiliare ciascuno. Nel 2020 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo, di cui ha successivamente riferito al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*". I Sindaci Giovanna Ceribelli e Roberto Maglio hanno inoltre avviato a dicembre 2020 un'attività di istruttoria individuale sul processo di approvvigionamento e sul modello di compliance alla normativa anti-corruzione al fine di riferirne al Collegio Sindacale.
Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2020: i) ha partecipato nella sua interezza, o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione di una riunione del Comitato Sostenibilità e Scenari a cui non ha partecipato alcun Sindaco in quanto concomitante con una riunione del Collegio, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza di cui è membro interno la Presidente del Collegio Sindacale; ii) ha partecipato alle specifiche iniziative di induction e formazione svolte per il Collegio Sindacale, per il Consiglio di Amministrazione e per gli altri Comitati endoconsiliari.
In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del luglio 2018 cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 febbraio 2019. Come predetto il Consiglio di Amministrazione, con delibera del 23 dicembre 2020, ha aderito al nuovo Codice di Corporate Governance in vigore da gennaio 2021. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio;
- ha espresso ai sensi dell'art. 2389, c. 3, C.C. parere favorevole relativamente ai compensi degli amministratori rivestiti di particolari cariche;
- ha espresso parere favorevole alle seguenti delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione:
  a. ai sensi dell'art. 24 dello Statuto Sociale e dell'art. 154-bis, comma 1, del D.Lgs. 58/98 sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato, d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, alla nomina del Responsabile Amministrazione e Bilancio di Eni SpA quale Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari;

b. ai sensi del Modello Organizzativo 231 di Eni, sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, alla nomina dei componenti esterni dell'Organismo di Vigilanza. Rispetto alla precedente composizione il numero dei membri dell'Organismo di Vigilanza è stato portato da sette a cinque e, in particolare: i) tre esterni, tra cui il Presidente; ii) come predetto, la Presidente del Collegio Sindacale e iii) il Responsabile Internal Audit, quale unico componente interno.
Inoltre ha esaminato la proposta di nomina del Responsabile della funzione Internal Audit, in sostituzione del precedente titolare dell'incarico, con decorrenza 1° aprile 2021, formulata, ai sensi della delibera Poteri del Consiglio di Amministrazione di Eni, dalla Presidente del Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato, previa valutazione del Comitato per le Nomine e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, e secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio operato.
Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Crisci & Partners) per rafforzarne l'obiettività, si caratterizza per essere la prima autovalutazione del nuovo mandato ed ha evidenziato, nel complesso, l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio pur in una situazione contingente determinata dalla emergenza sanitaria relativa alla pandemia COVID-19. Il processo ha confermato, inoltre, l'impegno del Collegio Sindacale nella costante interazione con il Consiglio e i Comitati endoconsiliari oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate. Hanno inoltre contribuito all'efficacia dell'azione del Collegio gli specifici programmi di induction e le iniziative di conoscenza dei singoli business avviate dalla Società dopo la nomina degli organi sociali. Al riguardo il Collegio Sindacale ha evidenziato la necessità di proseguire e potenziare i programmi di approfondimenti tematici nei settori specifici in cui opera Eni. Il Collegio Sindacale ha valutato positivamente il mix di competenze, conoscenze ed esperienze del Collegio nel suo complesso. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state altresì ripercorse e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio la Società anche alla luce degli sviluppi di mercato intervenuti a seguito della diffusione della pandemia COVID-19 non ha acquistato azioni proprie; in linea con gli obiettivi del Piano strategico 2021-2024 presentato al mercato il 19 febbraio 2021, in materia di politica di remunerazione il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di sottoporre all'Assemblea la richiesta di autorizzazione al riavvio del piano di *buy-back* subordinatamente al verificarsi delle condizioni previste dal Piano Strategico;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) "*Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate*", emessa il 18 novembre 2010 e da ultimo aggiornata il 4 aprile 2017, ai principi indicati nel Regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre nella riunione del 21 gennaio 2021, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento. Con la Delibera n. 21624 del 10 dicembre 2020 Consob ha adottato le modifiche al predetto Regolamento recante disposizioni in materia di Operazioni con Parti Correlate prevedendo che le società adeguino le proprie procedure entro il 30 giugno 2021 e applichino le stesse dal 1° luglio 2021. La competente funzione Affari Societari e Governance di Eni provvederà, pertanto, ad aggiornare la MSG di riferimento nel rispetto delle predette tempistiche. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards – IFRS – adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di

Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2020, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto, acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.
Sempre in data odierna la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale foreign issuer quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

In data 15 settembre 2020 la Società di revisione legale ha rilasciato il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in pari data.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto ed agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. A PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni. I servizi consentiti diversi dalla revisione sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale, che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha esaminato alcune tematiche contrattuali poste dal revisore con riferimento alla progressiva implementazione da parte della Società della piattaforma tecnologica a supporto dei sistemi amministrativi.
Nell'esaminare l'avanzamento del suddetto programma, il revisore ha rappresentato come rispetto alle iniziali aspettative di parallelo aggiornamento degli standard di revisione e dei necessari riferimenti tecnico-operativi relativi all'utilizzo della tecnologia, vi siano stati ritardi e conseguentemente non si siano sviluppate prassi consolidate riguardanti un utilizzo sufficientemente esteso a tutte le fasi del processo di revisione.
Il revisore ha pertanto fatto presente come, secondo le previsioni contrattuali, si renda necessaria una rimodulazione prospettica degli effort di revisione e il parziale differimento delle previste riduzioni di corrispettivo.
Il Collegio Sindacale, con il supporto delle strutture Eni e di consulenti esterni, e sulla base delle procedure interne che regolano il rapporto con la Società di revisione, dopo attenta valutazione e approfondita istruttoria delle istanze sollevate da PwC per l'esercizio 2021 e dei relativi impatti in termini di rimodulazione dell'effort di revisione, ha approvato – anche secondo quanto stabilito nell'accordo contrattuale sottoscritto per l'incarico di revisione del novennio 2019-2027 – le variazioni ai corrispettivi avuto altresì riguardo all'interesse di Eni di garantire il pieno rispetto degli standard di qualità che devono caratterizzare le procedure di revisione. Le predette circostanze saranno oggetto di riesame nel prosieguo dell'incarico conferito al fine di valutare gli effetti derivanti sia dai progressi nella implementazione della Piattaforma tecnologica di Eni sia dalle evoluzioni del contesto di riferimento che consentano un utilizzo più pervasivo della tecnologia emergente esteso a tutte le fasi del processo di revisione.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, ricevendo aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. Nel corso delle riunioni e dallo scambio informativo avuti con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Il Collegio Sindacale ha vigilato, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sugli impatti collegati alle modalità di lavoro "a distanza" attuate dal Revisore, con il supporto delle strutture aziendali, in conseguenza dell'emergenza sanitaria COVID-19. Nelle sezioni "*Fattori di rischio ed incertezza*" e "*Commento ai risultati economico-finanziari*" della Relazione Finanziaria Annuale sono descritte le implicazioni della crisi determinata dalla diffusione pandemica del virus COVID-19 e dell'evoluzione dello scenario macroeconomico.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;

ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;

iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali, in particolare, è stata rappresentata la ridefinizione della "*segment information*" ai fini della reportitistica finanziaria a seguito della costituzione, a partire dal 1° luglio 2020, della nuova struttura organizzativa di Eni basata sulle due Direzioni Generali, Natural Resources ed Energy Evolution in coerenza con il cambiamento strategico in atto;

iv) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e, per quelle non significative rilevate, sono definite le relative azioni correttive;

v) esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2019 – istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale – dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;

vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:

- monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti delle attività di Risk Assessment del portafoglio complessivo dei rischi Eni per l'anno 2020, sulla base di un processo che ha coinvolto 121 società controllate in 43 Paesi. In particolare è stato fornito un quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei Top Risk, tra cui il rischio biologico COVID-19, analizzato anche sulla base di una vista dinamica del portafoglio rischi Eni per evidenziarne gli impatti sistemici, quelli legati a tematiche Paese (instabilità politica e sociale, rischio geopolitico, credit&financing risk e global security risk), al rischio di mercato (relativo in particolare allo scenario dei prezzi del Brent e delle altre commodity, nonché alla contrazione della domanda/contesto competitivo) e ai rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica, sia in un'ottica operativa di breve termine, sia in una vista strategica di medio/lungo termine. È stato inoltre effettuato un focus sulle azioni previste nel Piano Strategico 2021-2024, con effetto di mitigazione dei principali rischi aziendali sia di Eni sia delle diverse linee di business;
- esiti dello *stress test* sul rischio biologico legato alla diffusione della pandemia COVID-19 volto a verificare la resilienza economico-finanziaria del budget 2021 in uno scenario pandemico particolarmente avverso, attraverso l'analisi degli effetti sui rischi maggiormente influenzati dalla pandemia tra cui il rischio di mercato, i rischi Paese e operativi e il rischio di perdita della produzione upstream;
- risultanze del modello di "*Integrated Country Risk*" sviluppato con l'obiettivo di valutare il rischio complessivo dei Paesi in cui opera Eni, attraverso valutazioni e informazioni sia interne all'azienda sia esterne sui seguenti ambiti: politico, legale e regolatorio, economico e fiscale, operational, security e salute, ambiente e sostenibilità;

vii) l'esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno delle Management System Guideline relative agli ambiti di Compliance presidiati;

viii) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla funzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che, sulla base di quanto rilevato, "*non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Eni nel suo complesso*";

ix) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri Stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla funzione Affari Legali secondo la sistematicità, che il Collegio ritiene tempestiva, prevista dalla normativa aziendale;

x) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione "*Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della Società di revisione*" della presente Relazione;

xi) gli scambi informativi, sia documentali che mediante incontri, con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c. 1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management sul funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi anche con riferimento all'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di compliance cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;

xii) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno reso opportuno, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;

xiii) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- quello relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane. In relazione a questa vicenda il Collegio Sindacale, insieme all'Organismo di Vigilanza, aveva conferito ad un primario studio internazionale, indipendente da Eni ed esperto di anticorruzione, l'incarico di verificare, sulla base delle informazioni disponibili, eventuali evidenze di comportamenti corruttivi riconducibili ad Eni. Al termine dell'incarico, affidato nel 2014 e rinnovato nel 2017 in occasione delle ulteriori informazioni resesi disponibili con la chiusura delle indagini, come già evidenziato nelle Relazioni del Collegio Sindacale all'Assemblea degli anni precedenti, il consulente ha confermato che dalle analisi svolte non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società o ad essa riconducibili. In data 17 marzo 2021 il Tribunale di Milano ha pronunciato la sentenza di assoluzione con formula piena, perché il fatto non sussiste, nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato e di funzionari ed ex funzionari di Eni coinvolti nel procedimento;
- il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nel 2017 nei confronti, oltrechè della persona giuridica di Eni SpA, di altri dipendenti ed ex dipendenti Eni per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner locali in relazione al rinnovo di alcuni titoli minerari negli anni 2013, 2014 e 2015. Successivamente, da atti notificati dalla Procura di Milano nel settembre 2019, è emerso che l'Amministratore Delegato, insieme al coniuge, è oggetto di indagine per "omessa comunicazione di conflitto di interessi" ex art. 2629 bis del Codice Civile, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune controllate Eni operanti in Africa, in particolare Eni Congo, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge della proprietà di una quota della Petroserve Holding BV durante il periodo predetto. Con riferimento a tale procedimento, ancora nella fase di indagini preliminari, nel 2018 il Collegio Sindacale aveva affidato, congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e con l'Organismo di Vigilanza, un primo incarico *forensic* per la verifica dei fatti oggetto di indagine. Tale verifica si è conclusa nell'aprile 2019 con l'emissione di una prima Relazione. Nel novembre 2019 l'incarico è stato rinnovato per l'estensione delle verifiche in seguito alla notifica dei successivi atti di indagine. Con riferimento a tale secondo incarico i consulenti hanno emesso una Relazione finale nel mese di luglio 2020. Tale rapporto, così come il precedente del 2019, è stato inviato alla Consob. In sintesi, con riferimento alle diverse ipotesi di incolpazione prospettate dalla Procura, la seconda Relazione conferma, relativamente all'ipotesi di corruzione internazionale, le conclusioni rese dai consulenti nella prima Relazione ossia che non sono state rilevate evidenze di condotte illecite commesse da manager/dipendenti di Eni a favore (o a danno) della Società. Per quanto attiene all'ipotesi dell'omessa comunicazione del conflitto di interessi con riferimento alla presenza del coniuge dell'Amministratore Delegato di Eni nell'assetto proprietario del Gruppo Petroserve, dalle verifiche dei consulenti non sono emerse evidenze idonee a smentire le dichiarazioni rese dall'Amministratore Delegato circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nel predetto Gruppo Petroserve. Per quanto riguarda i rapporti con le società del Gruppo Petroserve che hanno agito quali fornitori con il gruppo Eni, anche il secondo rapporto, confermando le conclusioni precedentemente raggiunte, non ha riscontrato condotte volte a favorire il gruppo Petroserve e/o a danno di Eni.
  Con riferimento agli sviluppi processuali nel mese di settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio, a seguito di presentazione da parte della Procura della Repubblica di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli artt. 45 e ss. del D.Lgs. 231/2001. Successivamente, nel marzo 2021 la Società – a seguito della derubricazione da parte del Pubblico Ministero del reato contestato di corruzione internazionale in induzione indebita – ha aderito all'ipotesi di sanzione concordata avanzata dalla Procura e ne ha presentato richiesta mettendo a disposizione un corrispettivo pari a 11,8 milioni di euro. Nell'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le indagini preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata proposta dal Pubblico Ministero che ha riqualificato il reato da corruzione internazionale in induzione indebita internazionale e ha revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA. Il Collegio Sindacale continuerà a monitorare gli sviluppi del procedimento tramite gli aggiornamenti forniti dalle funzioni aziendali compenti e mediante l'interlocuzione con gli organi societari;
- le indagini in corso da parte della Procura della Repubblica di Milano che in un primo tempo hanno coinvolto, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, l'ex Chief Legal and Regulatory Officer e l'ex Chief Upstream Officer per diverse ipotesi di reato, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. Eni, indagata ai sensi dell'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001, si è costituita persona offesa nell'ambito del procedimento. A questo proposito nel 2018 il Collegio Sindacale aveva avviato specifiche attività di vigilanza, anche con il supporto di soggetti indipendenti esterni esperti di Corporate Investigations, vigilando in particolare sulle iniziative di rafforzamento adottate dalla Società con riferimento al processo di *legal procurement* e al processo di *trading* nell'ambito del quale sono avvenute operazioni con una controparte asseritamente ricondotta ad un ex legale esterno oggetto del procedimento. A seguito di successivi atti notificati nel gennaio 2020, è emerso il coinvolgimento nelle indagini di altri soggetti tra cui funzionari Eni – il Direttore Risorse Umane e Procurement, un primo riporto del Direttore Affari Legali e il Responsabile della funzione Security. A questo proposito il Collegio Sindacale ha proseguito l'attività di vigilanza e, dopo aver acquisito la documentazione processuale messa volontariamente a disposizione anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti, ha affidato, insieme al Comitato Controllo e Rischi e all'Organismo di Vigilanza agli stessi consulenti già incaricati nel 2018, un nuovo

incarico per l'esame della documentazione predetta al fine di descrivere e riassumere i fatti alla base delle ipotesi di reato contestate, nonché elementi fattuali e condotte da approfondire circa l'esistenza di eventuali criticità sostanziali o possibili carenze del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del modello di organizzazione e di gestione dei rischi ex D.Lgs. n. 231/2001. Il consulente ha rilasciato una relazione finale nell'aprile del 2020 nella quale si evidenzia, allo stato, una carenza o incompletezza di elementi documentali riscontrabili; in ragione di ciò il Collegio, continuando a monitorare gli sviluppi processuali, ha ritenuto opportuno attendere nuove evidenze rivenienti innanzitutto dall'Autorità Giudiziaria per poter esprimere ulteriori valutazioni relativamente ai diversi aspetti della vicenda in oggetto. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica effettuate nel tempo sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob alla quale il Collegio ha fornito un costante aggiornamento della propria attività di vigilanza;

- il procedimento Val D'Agri in relazione alla contestazione di traffico illecito di rifiuti nell'ambito del quale il Tribunale di Potenza in data 10 marzo 2021, a chiusura del processo avviato nel novembre 2017, ha emesso il dispositivo di sentenza di primo grado con il quale, tra l'altro, ha riconosciuto la responsabilità di due ex Responsabili e quattro ex funzionari del Distretto Meridionale di Eni e la condanna della persona giuridica Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 231/2001 per responsabilità dipendente dai reati di traffico illecito di rifiuti e gestione di rifiuti non autorizzata. Il Tribunale, inoltre, ha disposto la confisca dell'ipotesi di profitto conseguente dal reato di traffico illecito di rifiuti e ha riconosciuto il diritto al risarcimento del danno richiesto dalle parti civili. Il Collegio Sindacale che già in passato aveva seguito la vicenda attraverso specifiche interlocuzioni con le competenti funzioni aziendali, è stato informato delle azioni già messe in atto dalla Società dopo l'avvio delle indagini da parte della Procura, tra cui soluzioni tecniche per la gestione degli impianti che sono state approvate dalla stessa Procura. La Società promuoverà appello avverso la sentenza e il Collegio Sindacale vigilerà sugli sviluppi del procedimento e sulle ulteriori iniziative che la Società dovesse adottare.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale, tenuto anche conto del contesto derivante dal perdurare dell'emergenza sanitaria collegata al COVID-19, verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e più in generale del Risk Management Integrato, così come previsto dall'art. 14 del Codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia per quanto detto in precedenza per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura "*Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero*", da ultimo il 17 aprile 2020, in sostituzione della previgente procedura approvata dal Collegio il 4 aprile 2019. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni, inoltrate da persone Eni o da terzi anche in forma confidenziale o anonima, afferenti il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti riferibili a persone di Eni posti in essere in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 per le società italiane o Modelli di Compliance per le controllate estere, comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi). La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, costituisce un allegato della Management System Guideline sul "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" e fa parte altresì degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline "Anti-Corruzione". La procedura risponde, inoltre, agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa non finanziaria (Direttiva UE n. 95/2014 sulla disclosure delle informazioni di carattere non finanziario, attuata con D.Lgs. n. 254/2016).
A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2020 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2020 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 74 fascicoli di segnalazioni (68 nel 2019). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit nel corso del 2020 sono stati chiusi n. 73 fascicoli (74 nel 2019). In particolare, relativamente ai 73 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2020, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 22 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (18 nel 2019), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 19 fascicoli (30 nel 2019) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 32 fascicoli (26 nel 2019), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2020, restavano aperti n. 16 fascicoli (15 al 31 dicembre 2019). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa. In tale ambito il Collegio Sindacale ha esaminato l'adeguatezza della nuova struttura organizzativa varata dal Consiglio di Amministrazione di Eni in data 4 giugno 2020, con efficacia dal 1° luglio, che ha visto la costituzione di due Direzioni Generali (Natural Resources ed Energy Evolution), in coerenza con il cambiamento strategico in atto, e ciò anche con riferimento alla conseguente ridefinizione della "segment information", ai fini della reportistica finanziaria, secondo le disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività (cfr. sezione "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*"). Il Collegio Sindacale ha altresì approfondito la riorganizzazione delle attività di trading del Gruppo attraverso la scissione della società controllata Eni Trading & Shipping – con efficacia a partire dal 1° gennaio 2021 – e l'allocazione dei rami "*trading oil*" e "*trading gas*" a due nuove società di trading operanti sui mercati fisici e finanziari delle commodity energetiche e facenti capo alle due suddette Direzioni Generali.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2020, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*", relativamente ai principali procedimenti giudiziari che interessano la Società anche per i profili di cui al D.Lgs. 231/2001, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.
Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successivamente modificato con delibera n. 21028 del 3 settembre 2019), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2020, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile.
Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

2 aprile 2021

Rosalba Casiraghi

Enrico Maria Bignami

Giovanna Ceribelli

Roberto Maglio

Marco Seracini

Attestazione a norma delle disposizioni dell'Art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'Art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2020.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020:
   a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
   b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

18 marzo 2021

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Relazione della Società di revisione

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2020, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2020, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 77852401 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 210660 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 340737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 45 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albani 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate	
Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 22 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio	
Le voci Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 2.684 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal)* E&P per Euro 266 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 1.244 milioni. Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2020 ammonta ad Euro 2.588 milioni. L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2020 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 502 milioni. A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio, sono assoggettati a	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza. Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione: (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti; (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove

impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.
Al 31 dicembre 2020 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P, fortemente caratterizzate dagli effetti della pandemia COVID-19 che ha comportato una contrazione di proporzioni storiche della domanda di idrocarburi determinando il conseguente crollo dei prezzi delle commodity, sono pari a Euro 363 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2021 – 2024, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21;
(iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
(v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
(vi) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
(vii) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dell'Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici della Società che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Società.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

(i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;
(ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti;
(iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni della Società coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury,* e della funzione *Capital Projects & Infrastructure,* ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel

asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati (iii) del significativo impatto della pandemia COVID-19 e della conseguente contrazione nei consumi di idrocarburi che ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity e (iv) della significatività delle connesse voci di bilancio.

Piano strategico 2021 – 2024 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della pandemia COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio d'esercizio

La Società è interessata da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*Indagine Congo* e l'*OPL 245 Nigeria*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*.

Per l'indagine Congo, a seguito dell'avvenuta derubricazione del reato di corruzione internazionale e conseguente adesione all'ipotesi di sanzione concordata proposta dal Pubblico Ministero, la Società ha stanziato a fondo rischi un importo pari ad Euro 11,8 milioni; per i procedimenti OPL *245 Nigeria* per il quale è intervenuta sentenza di assoluzione di primo grado in data 17 marzo 2021 e *Proc. Pen. 12333/2017,* la Società non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile.

La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti ha

Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui la Società è coinvolta, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa.

In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti.

In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la

rappresentato un complesso processo valutativo che ha comportato l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella elaborazione dell'informativa fornita in bilancio.

Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono stati supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.

comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione degli esiti dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso:

- esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dalla Società e/o dai suoi organi di governance;
- esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni della Società, con la funzione di Internal Audit, con la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi;
- esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti.

Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2020, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2020 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2020 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 2 aprile 2021

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti tenutasi il 12 maggio 2021 ha assunto le seguenti deliberazioni:

- approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 di Eni SpA che chiude con l'utile di 1.606.976.739,49 euro;

- attribuzione dell'utile di esercizio di 1.606.976.739,49 euro, che residua in 1.178.270.781,37 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di 0,12 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 15 settembre 2020, come segue:

  - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,24 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di 0,12 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2020 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,36 euro per azione;

  - il pagamento del saldo dividendo 2020 di 0,24 euro per azione il 26 maggio 2021, con data di stacco il 24 maggio 2021 e "record date" il 25 maggio 2021;

  - l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

Allegati
2020

1	**RELAZIONE SULLA GESTIONE**	**2**
2	**BILANCIO CONSOLIDATO**	**198**
3	**BILANCIO DI ESERCIZIO**	**344**
4	**ALLEGATI**	**436**
	Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2020	438
	Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020	438
	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi dell'esercizio	473
	Allegato alle Note di bilancio di esercizio	474
	Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione	481

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 Dicembre 2020

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2020

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 Dicembre 2020, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.
Al 31 Dicembre 2020, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	**38**	**151**	**189**						
Imprese consolidate joint operation				**4**	**5**	**9**			
Partecipazioni di imprese consolidate[b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	5	30	35	24	46	70			
Valutate con il metodo del costo	4	5	9	2	27	29			
Valutate con il metodo del fair value							4	22	26
	9	**35**	**44**	**26**	**73**	**99**	**4**	**22**	**26**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate					4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
					8	**8**			
Totale	**47**	**186**	**233**	**30**	**86**	**116**	**4**	**22**	**26**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia; b) oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e cessione di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 Dicembre 2020, Eni controlla 5 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.
Di queste 5 società, 4 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni, 1 società non è soggetta a imposizione in Italia per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate.
Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2020 saranno oggetto di revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,96 4,37 0,92 68,75

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Bermuda) Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd(2)	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd(3)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	205.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(2) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(3) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrain	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.007	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	4.000.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd(4)	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(4) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Indonesia ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni RAK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd(5)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	90.765.492,19	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		P.N.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(5) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd(6)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd(7)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd(7)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(6) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Indonesia ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(7) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	Roma	Italia	EUR	1.050.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni4Cities SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Ecofuel SpA	100,00		P.N.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	Roma	Italia	EUR	3.050.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México, S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	4.332.947.072	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Tokoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	80,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Eni gas e luce

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Evolvere Smart Srl	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA	100,00	70,52	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Soc. Ben.	100,00	70,52	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Renewables

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arm Wind Llp	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	7.963.200.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	136.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni North Sea Wind Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni Energy Solutions BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		P.N.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	Agi SpA Soci Terzi	55,21 44,79	55,21	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Nuova Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0(a)	D-Share SpA	100,00		Co.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Eni Rewind SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	355.145.040,30	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mozambique Rovuma Venture SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	35,71	J.O.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	9.952.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Fedynskmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company Llp(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD) (in liquidazione)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleiha Petroleum Company(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Rovuma LNG Investments (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Vår Energi AS(†)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,85 30,15		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mariconsult SpA(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmed SpA(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62(a)	J.O.
GreenStream BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd(†)(8)	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Unión Fenosa Gas SA(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(8) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.
(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA(†)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20.00 80.00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	1.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20.00 80.00		P.N.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
City Carburoil SA(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120,867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrìca SpA(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	35,15 5,04 59,81		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	501.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Eni gas e luce

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
E-Prosume Srl(†)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl	Seriate (BG)	Italia	EUR	10.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PV Family Srl	Cagliari	Italia	EUR	131.200	Evolvere SpA Soc. Ben. Soci Terzi	23,78 76,22		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	49.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
OVO Energy (France) SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	66.666,66	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società EniPower Ferrara Srl(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Renewables

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ayla Energy Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Solenova Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.580.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Saipem SpA(#)(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54(a) 1,73 67,73		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	215.000.514,83	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	8.116.660,78	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	124.001.561,31	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,08; Soci Terzi 68,92

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	136.000	Eni SpA Soci Terzi	20,00 80,00	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	10,57 89,43	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA[9]	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	5.665.329	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0[a]	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co IBN ZAHR	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.
(9) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 17)

CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese	Renewables	Acquisizione
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese	Renewables	Acquisizione
D-Share SpA	Milano	Corporate e società finanziarie	Sopravvenuta rilevanza
Eni Albania BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam	Global Gas & LNG Portfolio	Costituzione
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	Roma	Global Gas & LNG Portfolio	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy US Inc	Dover	Renewables	Sopravvenuta rilevanza
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	Roma	Refining & Marketing	Sopravvenuta rilevanza
Evolvere Energia SpA	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Evolvere Smart Srl	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Evolvere Venture SpA	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città Del Messico	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Versalis México S. de RL de CV	Città Del Messico	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Zeal Ltd	Takoradi	Chimica	Variazione governance
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese	Renewables	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 4)

Eni CBM Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Evolvere Energia SpA	Milano	Eni gas e luce	Fusione
Ieoc Exploration BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Windirect BV	Amsterdam	Renewables	Fusione

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 2)

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	Roma	Refining & Marketing	Variazione operatività
Termica Milazzo Srl	Milazzo	Refining & Marketing	Fusione

ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

IMPRESE CONTROLLATE AL 31 DICEMBRE 2020

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma
In data 28 febbraio 2020, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €6.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 27 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €6.858.902 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite. In data 10 novembre 2020, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €8.000.000 a titolo di dotazione per la copertura di perdite presenti o future.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 24 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €30.443.917,54 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €30.440.000, pari a €0,3044 per azione, portando a nuovo l'utile residuo. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €10.440.000, in data 18 giugno 2020, una seconda tranche, pari a €10.000.000, in data 17 settembre 2020 ed una terza tranche, pari a €10.000.000, in data 16 dicembre 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €134.199.096,55 e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di €134.128.000, pari a €6,64 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €71.096,55. Eni ha incassato il dividendo in data 29 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 17 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €42.090,14 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €40.000, pari a €0,01 per azione, utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo di esercizi precedenti per €14,37. Eni ha incassato il dividendo in data 6 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Energia Italia Srl – San Donato Milanese
In data 15 dicembre 2020 è stata costituita la società Eni Energia Italia Srl con un capitale sociale di €50.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €50.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €150.000, di cui €50.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €100.000 da destinarsi ad altre riserve.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2020 è costituita da n. 1 quota del valore nominale di €50.000, pari al 100% del capitale sociale di €50.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea del 3 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di $93.400.998,70 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di $93.408.967,68 utilizzando allo scopo anche gli utili portati a nuovo di $68.805,93 e portando a nuovo l'utile residuo di $60.836,95. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a $31.397.197,44 in data 20 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di $213, pari al 33,61262% del capitale sociale di $1.480.365.336.

Eni Fuel SpA – Roma
L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €2.604.967 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €2.500.000, pari a €0,0424 per azione, utilizzando allo scopo anche la riserva disponibile di €158.019, portando a nuovo l'utile residuo di €132.738. Eni ha incassato il dividendo in data 15 giugno 2020. L'Assemblea del 18 dicembre 2020 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da €58.944.310 a €59.944.310 mediante l'emissione di n. 1.000.000 nuove azioni del valore nominale di €1 da liberarsi mediante conferimento da parte di Eni del ramo d'azienda "Carburanti e Combustibili" con efficacia dal 1° gennaio 2021; al riguardo in data 16 dicembre 2020 Eni ha operato il versamento di €1.494.268,81 relativo alle disponibilità liquide del ramo d'azienda e quanto a €1.000.000 a titolo di futuro aumento di capitale sociale.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni gas e luce SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €158.768.541,44 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €150.000.000, pari a €0,20 per azione, e di destinare i restanti €830.114,37 a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 750.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €750.000.000.

Eni Gas Transport Services Srl - San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €47.382,11 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €45.012 utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo per €1,86 e portando a nuovo l'utile residuo di €2,86. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1 quota pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl) – Roma
L'Assemblea del 14 maggio 2020 ha deliberato il cambio di denominazione sociale da "Eni Energy Activities", costituita in data 10 dicembre 2019, in "Eni Global Energy Markets" e deliberato altresì la sua trasformazione in società per azioni, con contestuale sostituzione della partecipazione al capitale già rappresentata dall'unica quota del valore complessivo di €50.000 in n. 50.000 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale attribuite all'unico socio Eni. L'Assemblea ha altresì deliberato il trasferimento della sede legale da San Donato Milanese a Roma. L'Assemblea straordinaria del 16 giugno 2020 ha deliberato un aumento del capitale sociale da €50.000 a €1.050.000, mediante l'emissione di n. 1.000.000 nuove azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, offerte in opzione al socio unico Eni al prezzo di €1 cadauna ed un sovrapprezzo di €60 per singola azione. In data 11 giugno 2020, Eni ha sottoscritto n. 1.000.000 azioni tramite il versamento di complessivi €61.000.000, di cui €1.000.000 a titolo di apporto in conto capitale e €60.000.000 a titolo di sovrapprezzo azioni. L'Assemblea ha altresì approvato il progetto di scissione parziale del "Ramo di Azienda Trading & Gas LNG e Power" della Eni Trading & Shipping SpA, in favore della Eni Global Energy Markets SpA. In data 9 dicembre 2020 è stato sottoscritto l'atto di scissione con efficacia dal 1° gennaio 2021. La società approverà il suo primo bilancio, relativo al periodo intercorrente tra la costituzione (10 dicembre 2019) e il 31 dicembre 2020, nell'anno 2021.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 1 quota del valore nominale di €50.000 in n. 1.050.000 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.050.000.

Eni Insurance Designated Activity Company– Dublino (Irlanda)
L'Assemblea del 2 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €65.407.653,47 e ne ha deliberato la distribuzione agli azionisti a titolo di dividendo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 30 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di $2.916.854 migliaia e ne ha deliberato la distribuzione, in una o più tranche, a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2020. L'Assemblea del 25 giugno 2020 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di $5.000.000 migliaia a valere sulla riserva di utili portati a nuovo e l'aumento del capitale di $5.000.000 migliaia, a titolo di sovraprezzo. Eni ha incassato il dividendo in data 9 settembre 2020 e, in pari data, Eni ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di $5.000.000 migliaia a titolo di sovraprezzo. L'Assemblea del 17 dicembre 2020 ha deliberato la distribuzione di un ulteriore dividendo di $1.500.000 migliaia a valere sulla riserva di utili portati a nuovo e, l'aumento del capitale di $1.500.000 migliaia, a titolo di sovraprezzo. Eni ha incassato il dividendo in data 21 dicembre 2020 e in pari data, Eni ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di $1.500.000 migliaia a titolo di sovraprezzo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 12 maggio 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di £887.622 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato la distribuzione al solo azionista Eni SpA, a seguito di rinuncia da parte dell'altro azionista possessore di n.1 azione, di un dividendo di £21.000.000 a valere sulla riserva di utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo in data 18 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di $16.207.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela
L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €115.546.606,15

e ne ha deliberato la copertura parziale mediante utilizzo della riserva in conto capitale per €80.000.000 e il riporto a nuovo della perdita residua per €35.546.606,15. L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva per copertura perdite future per €80.000.000, mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 maggio 2020. L'Assemblea del 30 settembre 2020 ha deliberato un intervento sul capitale per ulteriori €84.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite previste nell'esercizio, mediante versamento in una unica soluzione operato in pari data da Eni.
L'Assemblea del 16 dicembre 2020, a fronte dell'aggiornamento delle perdite previste a fine anno, ha deliberato un intervento sul capitale per ulteriori €35.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 dicembre 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €14.966.482,20 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per €17.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €1.743.578,71 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 9.296 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €9.296.000.

Eni Nuova Energia Srl – San Donato Milanese
In data 15 dicembre 2020 è stata costituita la società Eni Nuova Energia Srl con un capitale sociale di €50.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €50.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €150.000, di cui €50.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €100.000 da destinarsi ad altre riserve.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2020 è costituita da n.1 quota del valore nominale di €50.000, pari al 100% del capitale sociale di €50.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)
L'Assemblea del 17 gennaio 2020 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di $80.000.000 mediante versamento pro-quota degli azionisti; in data 24 gennaio 2020, Eni ha versato la quota di propria spettanza di $51.085.568,33. L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di $35.899.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 20 ottobre 2020 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di $16.415.000 mediante versamento pro-quota degli azionisti; in data 26 ottobre 2020, Eni ha versato la quota di propria spettanza di $10.482.120,05.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di $50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di $156.600.000.

Eni Rewind SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €254.238.240,95 e ha deliberato di coprire la perdita, unitamente alla riserva variazione fair value partecipazioni minoritarie di importo negativo pari a €39.072,10, mediante l'utilizzo della riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario, di importo positivo pari a €96.675, e la riduzione del capitale sociale da €425.343.731,50 a €171.163.093,45. L'Assemblea ha altresì deliberato di raggruppare le n. 3.182.390.432 azioni in circolazione in ragione di una azione di nuova emissione ogni 32 azioni possedute. Pertanto, il capitale sociale di €171.163.093,45 risulta rappresentato da n. 99.449.701 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale. L'Assemblea ha poi deliberato di aumentare il capitale sociale da €171.163.093,45 a €355.145.040,30 mediante l'emissione di n. 99.449.701 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 9 aprile 2020, Eni ha sottoscritto n. 99.449.682 azioni prive di indicazione del valore nominale. In pari data, Eni ha versato €183.981.911,70 a completa liberazione delle azioni sottoscritte e €6.018.053,15 a copertura della "Riserva da rivalutazione dei piani a benefici definiti a dipendenti". In data 5 maggio 2020, Eni ha acquistato da soci terzi n. 4 resti frazionari connessi all'operazione di raggruppamento azionario. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €0,22. In data 14 maggio 2020, Eni ha sottoscritto n. 17 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €31,45.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 3.182.389.898 azioni a n. 198.899.384 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99999% del capitale sociale di €355.145.040,30.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €990.338,24 e ha deliberato di coprire la perdita d'esercizio e la perdita portata a nuovo per complessivi €3.904.393,29 mediante utilizzo delle riserve disponibili per €1.449.725,29 e per i restanti €2.454.668

mediante riduzione del capitale sociale da €6.841.517 a €4.386.849 tramite annullamento di n. 2.454.668 azioni del valore nominale di €1 cadauna. L'Assemblea ha altresì deliberato di revocare parzialmente la delibera assunta il 16 aprile 2013 in relazione alla parte non ancora eseguita del versamento allora deliberato di €28.000.000 (ad oggi non ancora versati €24.000.000) e di ricostituire la riserva copertura perdite future per un importo pari a €2.000.000, mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 6.841.517 azioni a n. 4.386.849 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €4.386.849.

Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl) - Roma
L'Assemblea del 16 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €68.853 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 14 maggio 2020 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 marzo 2020 che rileva una perdita accumulata di esercizi precedenti di €137.369 e ne ha deliberato la copertura utilizzando la riserva disponibile per pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato un aumento di capitale sociale gratuito da €10.000 a €50.000, con emissione di una quota di €40.000, riservata al socio unico Eni, mediante l'utilizzo della riserva disponibile per la somma corrispondente. L'Assemblea ha altresì deliberato il cambio di denominazione sociale da Eni Energia ad Eni Trade & Biofuel e deliberato altresì la sua trasformazione in società per azioni con contestuale sostituzione della partecipazione al capitale rappresentata dall'unica quota del valore complessivo di €50.000 in n. 50.000 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale attribuite al socio unico Eni. L'Assemblea ha altresì deliberato il trasferimento della sede legale da San Donato Milanese a Roma. L'Assemblea del 16 giugno 2020 ha deliberato un aumento di capitale sociale da €50.000 a €1.050.000 mediante l'emissione di n. 1.000.000 nuove azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, offerte in opzione al socio unico Eni, al prezzo di €1 cadauna ed un sovrapprezzo di €94 per singola azione. In data 11 giugno 2020, Eni ha sottoscritto n. 1.000.000 azioni tramite il versamento di complessivi €95.000.000, di cui €1.000.000 a titolo di apporto in conto capitale e €94.000.000 a titolo di sovrappprezzo azioni. L'Assemblea ha altresì approvato il progetto di scissione parziale del "Ramo di Azienda Trading Oil" della Eni Trading & Shipping SpA in favore della Eni Trade & Biofuels SpA. In data 9 dicembre 2020 è stato sottoscritto l'atto di scissione con efficacia dal 1° gennaio 2021. L'Assemblea del 7 settembre 2020 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da €1.050.000 a €3.050.000 mediante l'emissione di n. 2.000.000 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, versati da Eni in data 2 settembre 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 1 quota del valore nominale di €10.000 in n. 3.050.000 azioni, prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €3.050.000.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma
L'Assemblea dell'8 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €187.178.551,53 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €186.113.615, pari a €3,10 per azione. L'Assemblea ha altresì approvato, sia la copertura delle perdite residue dell'anno precedente pari a €405.062,77, in parte con l'utile netto residuo di €309.587,07 e con la parte resasi disponibile della riserva ex art.6 comma 2 D.L. 38/05, pari a €95.475,70 e sia la copertura delle perdite pregresse residue, comprensive di quella derivante dalla first application IFRS9, per complessivi €26.965.862,44, utilizzando parte della riserva sovrapprezzo azioni. Eni ha incassato il dividendo in data 26 maggio 2020. L'Assemblea straordinaria del 16 giugno 2020 ha deliberato la scissione parziale della società in favore della Eni Global Energy Markets SpA e della Eni Trade & Biofuels SpA, con effetti dal 1° gennaio 2021. L'Assemblea straordinaria del 24 dicembre 2020, ha deliberato lo scioglimento volontario e messa in liquidazione della società ai sensi dell'art. 2484 C.C., con effetti dal 1° gennaio 2021.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 60.036.650 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €603.842,92 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo degli utili portati a nuovo per €101.700,67 e di parte della riserva in conto capitale per €502.142,25.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

EniPower SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €115.355.636,17 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €91.943.425,71, pari a €0,0973 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €17.644.428,65. Eni ha incassato il dividendo in data 11 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniProgetti SpA – Venezia
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €14.965.969,35 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo, per pari importo, della riserva in conto capitale. L'Assemblea ha altresì approvato di reintegrare la riserva in conto capitale per un importo di €14.965.969,35 e di costituire la riserva copertura perdite future per un importo pari a €5.034.030,65. Eni ha versato

la somma complessiva di €20.000.000 in data 15 giugno 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

EniServizi SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 3 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €426.907,74 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €390.331,95, pari a €0,15 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €15.230,40. Eni ha incassato il dividendo in data 22 aprile 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Floaters SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €27.775.596,04 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €28.016.800, pari a €0,14 per azione, utilizzando allo scopo anche parte della riserva sovrapprezzo azioni per €159.791,20 e utili portati a nuovo per €81.412,76. Eni ha incassato la quota di propria spettanza in data 26 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €115.090,21 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 7.518 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €7.518.000.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 7 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €6.424.564,53 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €6.118.860, pari a €0,0254 per azione, utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo di €16.907,77, portando a nuovo l'utile residuo di €1.384,07. Eni ha incassato il dividendo in data 30 aprile 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela
In data 21 febbraio 2020, Eni ha operato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €98.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future.
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €139.383.426 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo, per pari importo, della riserva per copertura perdite future.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Serfactoring SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 7 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €291.620,80 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €270.000, pari a €0,27 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €21.620,80. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €132.300 in data 29 aprile 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 490.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 49% del capitale sociale di €5.160.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 7 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €663.421,06 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €290.534 e ne ha deliberato il riporto a nuovo previo accantonamento alla riserva legale.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €2.774.918,23. L'Assemblea ha altresì deliberato la copertura delle perdite complessive al 31 dicembre 2019, pari a €6.039.779,22, mediante la riduzione del capitale sociale da €13.877.600 a €8.034.400 tramite la riduzione del valore nominale di ciascuna delle n. 73.040.000 azioni in circolazione da €0,19 a €0,11 e quindi per €5.843.200 e il riporto a nuovo della perdita residua di €196.579,22.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,11, pari al 99,96413% del capitale sociale di €8.034.400.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €157.070.642,61 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di

€157.070.000, pari a €1.430,52 per azione, utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo di €151,48, portando a nuovo l'utile residuo di €794,09. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 30 marzo 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €427.108.522 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato di operare una copertura parziale delle perdite tramite versamento in conto capitale di €300.000.000. Eni ha versato la somma di €300.000.000 in data 31 marzo 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

IMPRESE COLLEGATE E A CONTROLLO CONGIUNTO AL 31 DICEMBRE 2020

Mariconsult SpA – Milano
L'Assemblea del 28 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €270.878,06 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €270.860, pari a €135,43 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €18,06. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €135.430 in data 28 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Norpipe Terminal HoldCo Limited – Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di Amministrazione del 2 aprile 2020, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di £29.330.000 e ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per £6.348.382,98. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £901.516,56 in data 15 aprile 2020. Successivamente gli azionisti hanno deliberato: (i) un secondo interim dividend per £6.515.445,69. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £925.240,68 in data 15 luglio 2020; (ii) un terzo interim dividend per £7.629.197,09. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £1.083.401,48 in data 15 ottobre 2020; (iii) un quarto interim dividend per £5.011.881,30. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £711.723,60 in data 29 dicembre 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 790.804 azioni del valore nominale di £0,00001, pari al 14,20073% del capitale sociale di £55,69.

Saipem SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con una perdita di €84.637.335,58 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva di utili portati a nuovo di precedenti esercizi. L'Assemblea ha altresì deliberato di distribuire agli azionisti ordinari e di risparmio un dividendo ordinario di €0,01 per azione, utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo di esercizi precedenti. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €3.087.679,68 in data 20 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 308.767.968 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino
L'Assemblea del 25 giugno 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €420.983 e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva straordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA – Roma
L'Assemblea del 31 marzo 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €5.537.107 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €9.008.200, pari a €2,92 per azione, utilizzando allo scopo anche parte della riserva sovrapprezzo azioni per €3.471.093. Eni ha incassato la quota di propria spettanza di €6.305.740 in data 20 aprile 2020. L'Assemblea ha altresì deliberato il trasferimento della sede legale della società da San Donato Milanese a Roma.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Transmed SpA – Milano
L'Assemblea del 28 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di € 9.906.521,94 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €9.906.504, pari a €41,2771 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €17,94. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.953.252 in data 28 maggio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea dell'8 luglio 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di $17.810.522 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di $17.810.522, pari a $17,27499 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di $8.905.261 in data 20 luglio 2020.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di $10, pari al 50% del capitale sociale di $10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 15 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €11.781.607,24 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

IMPRESE JOINT OPERATION AL 31 DICEMBRE 2020

Mozambique Rovuma Venture SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €37.549.395,95, di cui €37.816.616,42 relativi alla perdita della gestione ordinaria e €267.220,47 relativi all'utile della gestione "Patrimonio Destinato" e ha deliberato di coprire la perdita di €37.816.616,42 della gestione ordinaria mediante l'utilizzo per pari importo della riserva in conto capitale e di riportare a nuovo l'utile di competenza del Patrimonio Destinato pari a €267.220,47. L'Assemblea del 19 novembre 2020 ha deliberato un intervento sul capitale per €45.000.000 (€16.071.428,25 in quota Eni), dei quali €6.000.000 versati in data 26 novembre 2020 (€2.142.857,10 in quota Eni).
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 7.142.857 azioni del valore nominale di €1, pari al 35,714285% del capitale sociale di €20.000.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo
L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

(€ migliaia)	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
Tipologia di servizi	**Società capogruppo**	**Società controllate(1)**	**Gruppo Eni**	**Società capogruppo**	**Società controllate(1)**	**Gruppo Eni**	**Società capogruppo**	**Società controllate(1)**	**Gruppo Eni**
Revisione legale dei conti	8.693	3.976	12.669	-	6.621	6.621	8.693	10.597	19.290
Servizi di attestazione	86	86	172	-	143	143	86	229	315
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	973	81	1.053	-	359	359	973(2)	439(3)	1.412
Totale corrispettivi	**9.752**	**4.142**	**13.894**	**-**	**7.123**	**7.123**	**9.752**	**11.265**	**21.017**

(1) Si intendono: (i) società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili e (ii) società collegate e a controllo congiunto (joint ventures), rilevanti ai fini SEC che rispettano i parametri ai fini dell'indipendenza secondo la normativa statunitense.
(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi, alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe e alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(3) Gli altri servizi di revisione forniti dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui riaddebiti dei costi.

Eni SpA

Sede Legale
Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2020: € 4.005.358.876,00 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Partita IVA 00905801006

Altre Sedi
Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia
Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti
eni.com
+39-0659821
800940924
segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252051929
e-mail: investorelations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione
K-Change - Roma

Stampa
Tipografia Faccioli - Roma

Eni SpA
Chief Financial Officer
Francesco Gattei

FSC MISTO

Stampato su carta Fedrigoni Arena

FSC ELEMENTAL CHLORINE FREE


00263

Eni

Relazione Finanziaria Annuale
2021



La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.
13 15 Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa,
con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
7 12 e promuovere l'accesso alle risorse energetiche
in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
9 Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione.
Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
5 10 Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità
come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità.
Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
17 Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità
che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



Eni

Relazione
Finanziaria
Annuale
2021

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La presente Relazione sulla gestione include la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di informazioni non finanziarie, relativa ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta alla corruzione. La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati sono definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), su cui la DNF è sottoposta a limited assurance. Inoltre, sono state considerate le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) e le metriche Core del World Economic Forum (WEF).

Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione integrata 2021 è redatta secondo proprie linee guida interne di reporting anche facendo riferimento ai principi contenuti nell'International Framework dell'IIRC, con l'obiettivo di fornire agli investitori e agli altri stakeholders una visione globale del modello di business, delle strategie industriali e in ambito Corporate Social Responsability e delle performance economiche e di sostenibilità dell'azienda.

La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere.

Adempimenti ESEF *(European Single Electr onic Format)*

Questo documento non è stato predisposto ai sensi del Regolamento Delegato UE 2019/815 (Regolamento ESEF), adottato in attuazione della Direttiva Transparency. Il documento redatto ai sensi del Regolamento ESEF è disponibile (solo in italiano) nell'apposita sezione del sito internet della Società (www.eni.com, sezione Documentazione) e sul meccanismo di stoccaggio centralizzato autorizzato da Consob denominato "1Info" – consultabile all'indirizzo www.1info.it

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Indice

1. RELAZIONE SULLA GESTIONE 1

Attività 2
Modello di business 4
Approccio responsabile e sostenibile 3
Lettera agli azionisti 8
Eni in sintesi 16
Attività di stakeholder engagement 20
Strategia 22
Risk Management Integrato 28
Governance 34

Andamento operativo

Natural Resources 44
Exploration & Production 46
Global Gas & LNG Portfolio 72
Energy Evolution 76
Refining & Marketing e Chimica 78
Plenitude & Power 86
Attività ambientali 92

Commento ai risultati e altre informazioni

Commento ai risultati economico-finanziari 96
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 122
Fattori di rischio e incertezza 130
Evoluzione prevedibile della gestione 155

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 156

Altre informazioni 208
Glossario 209

2. BILANCIO CONSOLIDATO 213

3. BILANCIO DI ESERCIZIO 359

4. ALLEGATI 437

Attività

Eni è un'azienda globale dell'energia ad elevato contenuto tecnologico, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai mercati locali e ai clienti retail e business, a cui offre anche servizi di efficienza energetica e mobilità sostenibile. Per assorbire le emissioni residue saranno implementate sia iniziative di cattura e stoccaggio della CO_2, che di Natural Climate Solutions.

Competenze consolidate, tecnologie e distribuzione geografica degli asset sono le leve di Eni per rafforzare la sua presenza lungo la catena del valore.

Eni si è impegnata a diventare una compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente. La decarbonizzazione sarà conseguita mediante l'implementazione e il rafforzamento di tecnologie e attività esistenti quali:

- **Efficienza e digitalizzazio** nelle operazioni e nei servizi ai clienti;
- **Rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità e l'integrazione con il business retail;
- **Bioraffiner** con un apporto crescente di materia prima proveniente da **rifiuti e scarti** e da una filiera integrata di produzione di agribio-feedstock non in competizione con la produzione alimentare;
- **Economia circolare** con un incremento della produzione di biometano, dell'uso di prodotti di scarto e del riciclo di prodotti finali;
- **Idrogeno blu e verde** per attività industriali altamente energivore e per la mobilità sostenibile;
- **Carbon capture** naturale o artificiale per assorbire le emissioni residue attraverso Natural Climate Solutions, tra cui **iniziative REDD+** di conservazione delle foreste e progetti di **CCS**.

Il **gas** costituirà un importante sostegno alle fonti intermittenti nell'ambito della transizione energetica.

oltre
32.000
i nostri
dipendenti

69
i Paesi in cui
siamo presenti

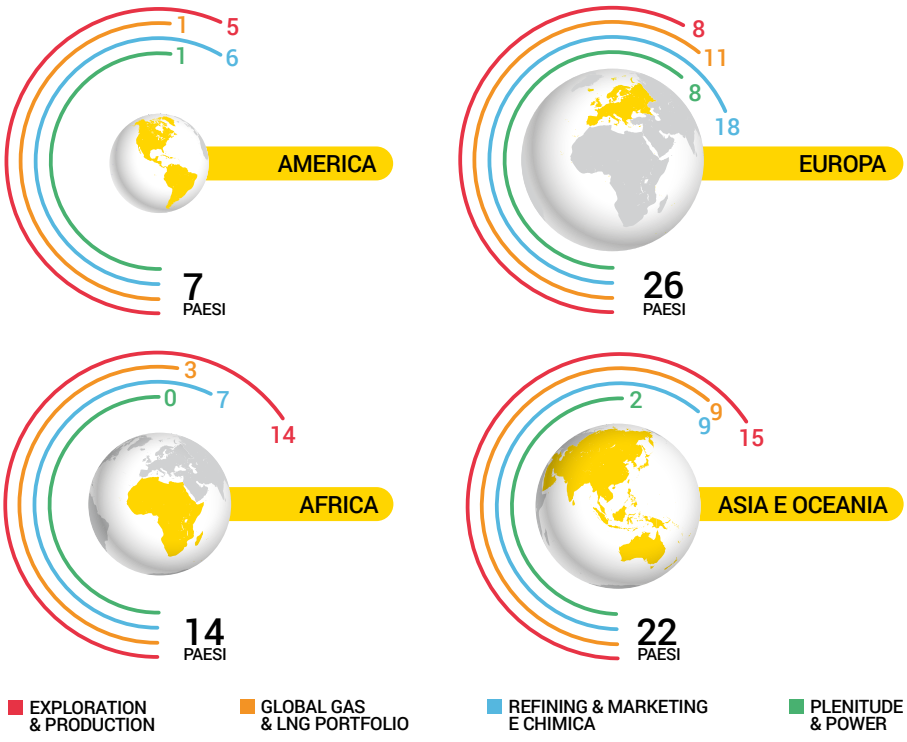
ATTIVITÀ ENI NEL MONDO

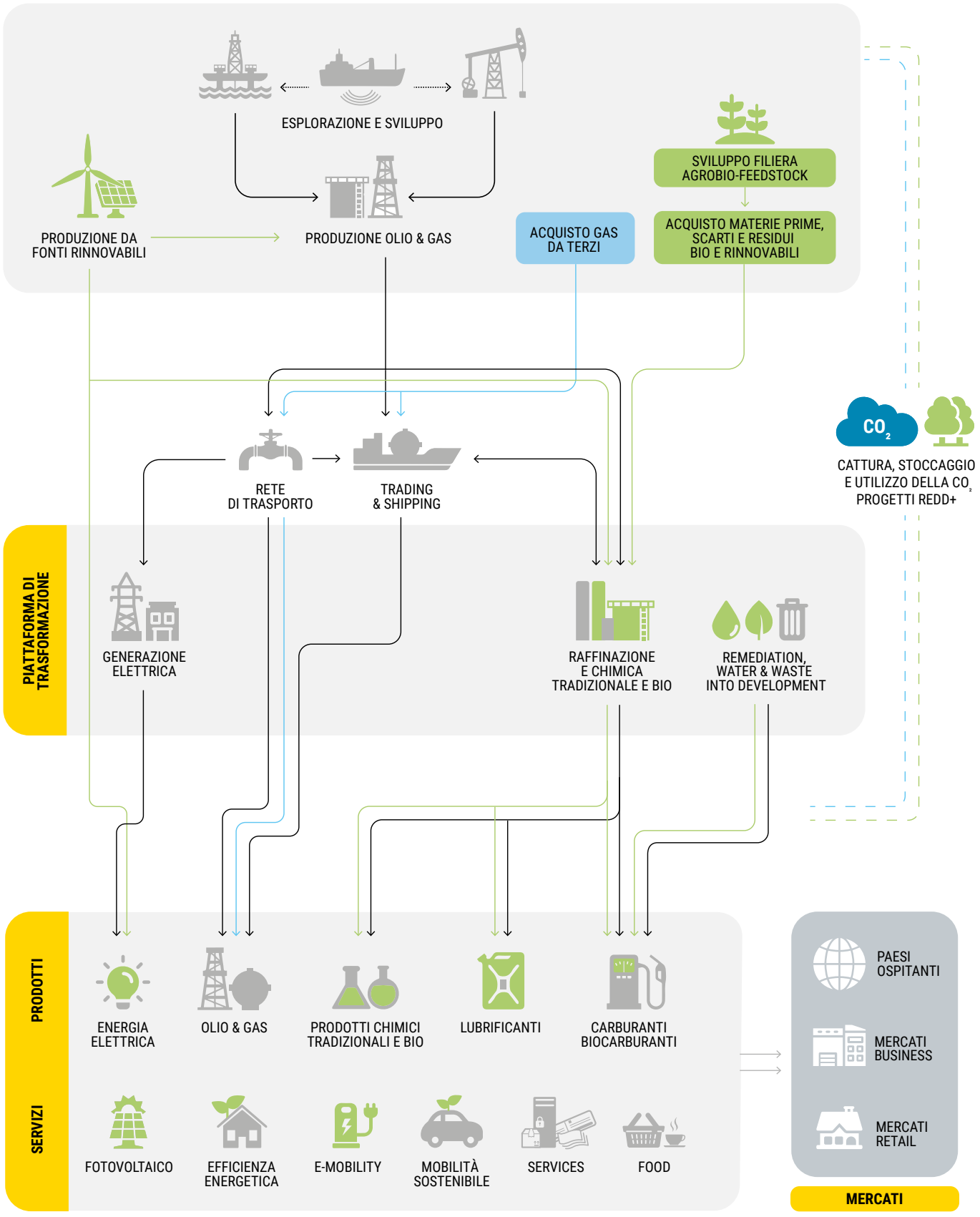
42
exploration
& production

24
global gas
& lng portfolio

40
refining & marketing
e chimica

11
plenitude
& power




ESPLORAZIONE E SVILUPPO
PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI
PRODUZIONE OLIO & GAS
ACQUISTO GAS DA TERZI
SVILUPPO FILIERA AGROBIO-FEEDSTOCK
ACQUISTO MATERIE PRIME, SCARTI E RESIDUI BIO E RINNOVABILI
CO2
CATTURA, STOCCAGGIO E UTILIZZO DELLA CO2 PROGETTI REDD+
RETE DI TRASPORTO
TRADING & SHIPPING
PIATTAFORMA DI TRASFORMAZIONE
GENERAZIONE ELETTRICA
RAFFINAZIONE E CHIMICA TRADIZIONALE E BIO
REMEDIATION, WATER & WASTE INTO DEVELOPMENT
PRODOTTI
ENERGIA ELETTRICA
OLIO & GAS
PRODOTTI CHIMICI TRADIZIONALI E BIO
LUBRIFICANTI
CARBURANTI BIOCARBURANTI
SERVIZI
FOTOVOLTAICO
EFFICIENZA ENERGETICA
E-MOBILITY
MOBILITÀ SOSTENIBILE
SERVICES
FOOD
PAESI OSPITANTI
MERCATI BUSINESS
MERCATI RETAIL
MERCATI

Modello di business

Creazione di valore per tutti gli stakeholder



ECCELLENZA OPERATIVA



NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Competenze, innovazione tecnologica e digitalizzazione

Il modello di business di Eni è volto alla **creazione di valore per tutti gli stakeholder**, attraverso una forte **presenza lungo tutta la catena del valore** dell'energia. Eni punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili alle sfide di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.
Eni combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, estendendo il proprio raggio di azione lungo tre direttrici:

1. Il business di Eni è costantemente indirizzato all'**eccellenza operativa**. Questo si traduce in un impegno continuo per la valorizzazione delle persone, per la salvaguardia sia della salute e della sicurezza delle persone sia dell'asset integrity, per la tutela dell'ambiente, per l'integrità e il rispetto dei diritti umani, per la resilienza e la diversificazione delle attività e per garantire una solida disciplina finanziaria. Questi elementi consentono all'azienda di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel percorso di trasformazione.

2. Il modello di business di Eni prevede un percorso di decarbonizzazione verso la **neutralità carbonica al 2050** basato su un approccio che guarda alle emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici e su un set di azioni che porteranno alla totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti entro il 2050. Questo percorso, conseguito attraverso tecnologie già esistenti, consentirà ad Eni di abbattere totalmente la propria impronta carbonica, sia in termini di emissioni nette che in termini di intensità carbonica netta.

3. La terza direttrice sono le **Alleanze per lo sviluppo** attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi di presenza, favorendo l'accesso all'elettricità e promuovendo Programmi per lo sviluppo locale (Local Development Programme - LDP) con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità. Questo approccio distintivo, denominato "Dual Flag", è basato su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale al fine di individuare i bisogni delle comunità in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Eni è impegnata, inoltre, nella creazione di opportunità di lavoro e nel trasferimento del proprio know-how e le proprie competenze ai propri partner locali.

Il modello di business Eni si sviluppa lungo queste tre direttrici facendo leva sulle competenze interne, sullo sviluppo e l'applicazione di tecnologie innovative e sul processo di digitalizzazione.
Elemento fondante del modello di business è il sistema di Corporate Governance, ispirato ai principi di trasparenza e integrità, e approfondito nella Sezione di "Governance".


CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER
Attraverso la presenza integrata in tutta la catena del valore dell'energia
ECCELLENZA OPERATIVA
Salute Sicurezza e Ambiente
Diritti Umani & Integrity
Resilienza e Diversificazione
Disciplina finanziaria
TRASFORMAZIONE E FLESSIBILITÀ DEL PORTAFOGLIO
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050
Valutazione delle emissioni Scope 1, 2 e 3 generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti
Azioni concrete per la totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti
OBIETTIVI INTERMEDI DI RIDUZIONE NETTA IN TERMINI ASSOLUTI E DI INTENSITÀ EMISSIVA
ALLEANZE PER LO SVILUPPO
Approccio Dual Flag
Partnership pubblico-privato
Creazione posti di lavoro e trasferimento di know-how
PROGRAMMI DI SVILUPPO LOCALE IN LINEA CON L'AGENDA 2030 DELLE NAZIONI UNITE
COMPETENZE
+
INNOVAZIONE TECNOLOGICA E DIGITALIZZAZIONE

Approccio responsabile e sostenibile

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

IMPEGNI

Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi entro il 2050.
SDG: 7 9 12 13 15 17

ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE

Eni si impegna a sostenere il percorso di "Just Transition" attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione (professionale e non) delle proprie persone e riconoscendo i valori della diversità e l'inclusione di tutte le diversità.
SDG: 3 4 5 8 10

SALUTE

Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera un requisito fondamentale e ne promuove il benessere fisico, psicologico e sociale.
SDG: 2 3 6 8 17

SICUREZZA

Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra i dipendenti, i contrattisti e gli stakeholder locali e si impegna ad azzerare il verificarsi degli incidenti e a salvaguardare l'integrità degli asset.
SDG: 3 8

RISPETTO PER L'AMBIENTE

Eni promuove la gestione efficiente delle risorse naturali e la tutela delle aree protette e rilevanti per la biodiversità, con azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e alla transizione verso un'economia circolare e identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione.
SDG: 3 6 9 11 12 14 15

DIRITTI UMANI

Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani (DU) nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder. Tale impegno si fonda sulla dignità di ogni essere umano e sulla responsabilità delle imprese di contribuire al benessere degli individui e delle comunità locali.
SDG: 1 2 3 4 6 8 10 16 17

FORNITORI

Sviluppare la supply chain in chiave sostenibile, così da generare e trasferire valore a tutti gli stakeholder tramite il Programma di Sustainable Procurement.
SDG: 3 5 7 8 9 10 12 13 17

TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE

Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi.
SDG: 16 17

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

MODELLO DI COOPERAZIONE

Il modello di cooperazione integrato nel modello di business costituisce un elemento distintivo di Eni, che mira a supportare i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo.
SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17

TEMI TRASVERSALI

INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business.
SDG: 7 9 12 13 17

(a) Total Recordable Injury Rate e Lost Time Injury Frequency Rate.
(b) Extractive Industries Transparency Initiative, supportato da Eni dal 2005.

La Mission esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel voler giocare un ruolo determinante nel processo di "Just Transition" per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette entro il 2050 in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena di fornitura, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).

PRINCIPALI RISULTATI 2021	PRINCIPALI TARGET
▸ -25% indice di intensità emissiva GHG UPS vs. 2014 ▸ -31% volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo vs. 2014 ▸ -92% emissioni fuggitive di metano UPS vs. 2014 (Target raggiunto) ▸ -26% Net Carbon Footprint UPS vs. 2018 ▸ -10% Net GHG Lifecycle Emissions vs. 2018 ▸ -2% Net Carbon Intensity vs. 2018	▸ -43% indice di intensità emissiva GHG UPS nel 2025 vs. 2014 ▸ Zero routine flaring nel 2025 ▸ -80% emissioni fuggitive di metano UPS nel 2025 vs. 2014 ▸ Net Zero Carbon Footprint UPS nel 2030 e Eni nel 2035 ▸ Net Zero GHG Lifecycle Emissions e Carbon Intensity nel 2050
▸ 31.888 dipendenti in servizio al 31 dicembre (reported +3,6% vs. 2020) ▸ +1,6 punti percentuali incremento popolazione femminile (26,2% nel 2021) ▸ ~1,04 mln di ore di formazione (-0,3% rispetto al 2020) ▸ 1.500 profili mappati	▸ Incremento di 3 punti percentuali vs. 2020 della popolazione femminile entro il 2030 ▸ Incremento del tasso di sostituzione con target >1 al 2025 ▸ Age diversity: +5 p.p. vs. 2021 della popolazione con età under 30 entro il 2025 ▸ +20% ore di formazione al 2025 vs. 2021
▸ 379.481 servizi sanitari erogati ▸ 158.784 registrazioni ad iniziative di promozione della salute ▸ Siglati 11 accordi con le comunità locali, di cui 8 per la gestione della crisi sanitaria	▸ Iniziative digitali per il monitoraggio e miglioramento della salubrità degli ambienti di lavoro indoor ▸ Migliorare l'accesso al benessere e alla salute delle comunità ▸ Sviluppo di iniziative per la promozione dei corretti stili di vita rivolte ai dipendenti
▸ TRIR= 0,34; LTIF[a] = 0,23; FATALITY INDEX = 0 ▸ 114 esercitazioni di emergenza reali effettuate con il coinvolgimento di personale e mezzi operativi ▸ Erogati oltre 60 corsi sulla sicurezza comportamentale (> di 15.000 ore) ▸ Process Safety: sensibilizzati >14.000 dipendenti e 10.000 contrattisti	▸ TRIR < 0,40; 0 infortuni mortali ▸ Estensione iniziative digitali in ambito sicurezza alle ditte contrattiste e digitalizzazione dei processi HSE ▸ Focus su sicurezza comportamentale e sul Fattore Umano
▸ 91% riutilizzo delle acque dolci ▸ +10% prelievi di acque dolci vs. 2020 ▸ +19% rifiuti generati da attività produttive vs. 2020 ▸ -35% barili sversati da oil spill vs. 2020 ▸ Estensione della mappatura biodiversità agli impianti di energia rinnovabile	▸ Impegno a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico ▸ Riutilizzo dell'acqua dolce in linea con il trend degli ultimi 5 anni ▸ Acqua di produzione reiniettata in linea con il trend degli ultimi 5 anni al netto dell'assetto operativo ▸ Sviluppo di nuove tecnologie per il recupero dei rifiuti e implementazione su scala industriale
▸ 23.893 ore di formazione erogate nell'anno sui DU ▸ 100% della famiglia professionale procurement formata sui DU ▸ Inserite da maggio 2021 clausole rafforzate sui DU in tutti i contratti con i fornitori nella documentazione di gara e in tutti gli standard contrattuali ▸ Elaborazione e roll out Modello Due Diligence DU in materia di lavoro ▸ 98% dei contratti di security con clausole sui DU	▸ Completamento del programma triennale di formazione su business e DU ▸ Proseguire nello svolgimento di analisi specifiche sul 100% dei nuovi progetti valutati a rischio diritti umani, inclusi i progetti di agro-business ▸ Mantenere il 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
▸ Adesione di 2.500 fornitori qualificati Eni a Open-es, in un percorso di crescita ▸ ~1.000 fornitori invitati a formazione e self assessment di cyber-security ▸ Applicazione di presidi di sostenibilità nei procedimenti di procurement da aprile ▸ Lancio del Basket Bond Energia sostenibile ▸ Requisiti di sostenibilità in procedimenti di procurement per ~ €2,5 mld	▸ Valutazione del percorso di sviluppo sostenibile per tutti i fornitori strategici di Eni entro il 2025
▸ 9 Paesi in cui Eni supporta i Multistakeholder Group EITI[b] a livello locale ▸ 20 audit interni svolti con verifiche anti-corruzione ▸ Superamento audit di sorveglianza ISO 37001:2016 ▸ Realizzato il modulo in materia Anti-Corruzione e Anti-Riciclaggio del nuovo e-learning "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità d'Impresa" ▸ Aggiornamento MSG Anti-Corruzione	▸ Erogazione a tutti i dipendenti del nuovo corso "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità d'Impresa" ▸ Mantenimento della certificazione ISO 37001:2016 ▸ Continuos improvement del Compliance Program Anti-Corruzione
▸ €105,3 mln di investimenti per lo sviluppo locale ▸ Accordi con organismi di cooperazione tra cui UNDP (United Nations Development Programme), AICS (Agenzia Italiana per la Cooperazione e lo Sviluppo) e organizzazioni della società civile	▸ Al 2025 assicurare l'accesso: all'energia a ~290K persone; all'educazione a ~72K studenti; ai servizi idrici a ~95K persone; ad iniziative di diversificazione economica a ~17K[c] persone; ai servizi sanitari a ~296K persone
▸ €177 mln investiti in ricerca e sviluppo ▸ 30 nuove domande di primo deposito brevettuale di cui 11 sulle fonti rinnovabili	▸ Garantire che il 70% degli investimenti in ricerca e sviluppo siano impiegati su temi relativi alla decarbonizzazione

(c) I 17.000 beneficiari includono solo le persone formate e/o supportate per l'avvio o il rafforzamento di specifiche attività economiche, non i beneficiari per la costruzione di infrastrutture (strade, edifici civili, ecc.) o per le nuove attività di agro-business in corso di avvio. In alcuni casi i beneficiari non sono oggetto di formazione ma ricevono input, fondi o altro per avviare le attività economiche.

Lettera agli azionisti



Lucia Calvosa
Presidente



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

Cari Azionisti,
Eni segue con grande attenzione e profondo cordoglio i drammatici eventi del conflitto in Ucraina e partecipa al dolore delle popolazioni coinvolte. Dal 2014, anno in cui fu applicato il regime sanzionatorio internazionale contro la Russia, abbiamo attuato una politica di progressivo disimpegno dall'upstream del Paese e oggi la nostra presenza in Russia è marginale, limitata alla partecipazione nel gasdotto Blue Stream per l'esportazione di gas russo in Turchia, dalla quale abbiamo annunciato l'uscita. Nell'ambito di una crisi geopolitica di tale portata e di potenziali enormi "disruptions" nei mercati delle materie prime, stiamo lavorando assiduamente con le istituzioni e i nostri partner per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici all'Italia e ai nostri clienti diffusi nel mondo al fine di garantire il normale corso della vita civile e dell'economia. In questi mesi le forniture di gas internazionale, grazie anche al nostro diversificato portafoglio, sono avvenute con regolarità; ad ogni modo Eni si sta preparando a gestire possibili scenari estremi, facendo leva sulla flessibilità delle forniture di gas in portafoglio, sulla disponibilità di infrastrutture e di importanti volumi di GNL, sulle relazioni di lungo termine con gli Stati petroliferi prospicienti l'area del Mediterraneo.

Guardando ai risultati e a quanto avvenuto nel 2021, la nostra Società ha reagito con rapidità e determinazione alla profonda crisi sociale ed economica generata dal COVID-19, accelerando la trasformazione del proprio modello di business per diventare leader nella transizione energetica e perseguire la strategia di neutralità carbonica al 2050. Forte attenzione è stata posta alla salvaguardia della solidità patrimoniale e finanziaria attraverso la disciplina nella spesa e la ridefinizione delle priorità nell'allocazione delle risorse.

Con l'attenuazione dell'emergenza sanitaria, la vigorosa ripartenza macroeconomica del 2021, progressivamente estesa dall'Asia ai paesi occidentali, ha trainato la domanda oil&gas globale che è rimbalzata in modo sincrono in tutte le aree, creando tensioni dal lato di un'offerta poco reattiva a causa di anni di bassi investimenti nel settore upstream, riproponendo in tutta la sua criticità il tema della sicurezza energetica. In questo quadro, i prezzi degli idrocarburi hanno registrato una ripresa di ampie proporzioni con le quotazioni del gas naturale ai massimi storici e a valori quadruplicati rispetto al 2020, mentre il prezzo del Brent è aumentato del 70%. Grazie alla selettività nello spending, alla riduzione dei costi e alle ottimizzazioni del portafoglio, Eni è stata in grado di cogliere il rafforzamento dello scenario, riportando eccellenti risultati operativi e finanziari. Abbiamo consolidato un utile operativo adjusted di €9,7 miliardi e un utile netto adjusted di €4,3 miliardi. La forte generazione di cassa adjusted di €12,7 miliardi ha consentito di finanziare agevolmente i capex organici di €5,8 miliardi per il mantenimento delle produzioni e la crescita dei business delle rinnovabili, liberando un free cash flow organico di €7,6 miliardi, in grado di coprire la manovra di portafoglio a sostegno dei business della transizione (€2,1 miliardi), il pagamento dei dividendi e il ricorso al buy-back (in totale €2,8 miliardi), ritornati a livelli pre-pandemia, nonché di ridurre il debito netto a €9 miliardi e il rapporto di leva a 0,20 verso 0,31 a fine 2020.

Eni continuerà a focalizzarsi sulla disciplina finanziaria per contenere la cash neutrality attualmente a 40 $ Brent per la copertura degli investimenti organici e del dividendo, puntando sulla tecnologia per accelerare la decarbonizzazione ed estrarre valore

dalla ristrutturazione del portafoglio con l'ormai prossima quotazione in borsa del business retail&renewables di Plenitude. Il portafoglio upstream rimane un'importante leva di creazione di valore per la transizione energetica, come dimostrano, da un lato, il successo della quotazione di Vår Energi presso la borsa norvegese, la più grande IPO di una società O&G da oltre un decennio, e, dall'altro, la prossima creazione insieme a BP di un veicolo strategico in Angola che combinerà le operazioni dei due partner.

L'offerta pubblica di azioni Plenitude, della quale manterremo il controllo, rappresenta uno dei passi strategici verso l'azzeramento delle emissioni GHG Scope 3 associate ai nostri clienti retail. Plenitude sarà strutturata come entità finanziariamente autonoma in modo da garantire una più efficiente struttura del capitale e farà leva su un modello di business unico, frutto della combinazione sinergica tra portafoglio clienti, rinnovabili e punti ricarica per veicoli elettrici per accelerare la crescita della capacità di generazione verde riducendone il profilo di rischio e aumentando la quota di mercato. La nuova realtà parte da una solida base di 10 milioni di clienti e oltre 2 GW di capacità rinnovabile installata e in costruzione.

Nel 2021 abbiamo realizzato rilevanti progressi nella decarbonizzazione grazie al nostro approccio pragmatico che consiste nell'affrontare il tema delle emissioni valorizzando le tecnologie, gli asset e le competenze esistenti per proporre soluzioni industriali ed economiche, applicabili da subito, investendo al contempo in tecnologie "break-through" in grado di cambiare il paradigma energetico nel lungo termine.

Insieme alla Commonwealth Fusion System, società spin-out del MIT di cui siamo il principale azionista, abbiamo raggiunto un traguardo straordinario con il test di confinamento del plasma nel processo di fusione magnetica, una tecnologia che potrebbe rappresentare un game changer nel percorso di decarbonizzazione essendo potenzialmente in grado di produrre enormi quantità di energia, in modo sicuro, virtualmente inesauribile e a zero emissioni. Il successo del test apre la strada al raggiungimento dell'energia netta in un impianto dimostrativo che puntiamo a realizzare entro il 2025.

Nel Regno Unito, il progetto integrato HyNet per il trasporto, la cattura e lo stoccaggio di CO_2, operato da un consorzio di aziende di cui Eni è capofila, è stato selezionato dal governo britannico tra le iniziative di decarbonizzazione di maggiore interesse ai fini dell'ottenimento dei finanziamenti pubblici, consentendo prevedibilmente l'avvio delle attività entro il 2025 ed aprendo l'opportunità di accedere a un modello di business a tariffa regolata.

Lo sviluppo dei biocarburanti è uno dei driver del percorso di transizione energetica di Eni fondato sull'economia circolare. Tale linea d'azione fa leva sulle nostre due bioraffinerie di Gela e Venezia, asset distintivi grazie alle tecnologie proprietarie d'avanguardia e ai costanti miglioramenti di prodotto e processo. Nel 2021 è stata avviata la produzione di carburanti sostenibili per l'aviazione "SAF" (sustainable aviation fuels) da materie prime "UCO" (oli usati e altri scarti) non in competizione con la catena alimentare, impiegando le tecnologie proprietarie della raffinazione tradizionale. La produzione di SAF vedrà una fase di ramp-up con circa 10 mila tonnellate/anno mediante co-feeding degli impianti a carica petrolifera con UCO, fino alla partenza nel 2024 del progetto Eni Biojet presso la bioraffineria di Gela che consentirà l'immissione sul mercato di ulteriori 150 mila tonnellate/anno di SAF provenienti al 100% da materie prime bio, in grado di soddisfare il potenziale obbligo del mercato italiano per il 2025. Confermiamo l'impegno a rendere i nostri biocarburanti palm-free entro il 2023, grazie alle nostre continue innovazioni di processo e l'entrata in esercizio presso Gela dell'unità BTU in grado di ampliare in misura significativa la flessibilità di lavorazione dei feedstock, tanto che nel 2021 l'incidenza dell'olio di palma si è ridotta di un terzo.

In Africa, stiamo attuando in collaborazione con i governi di Angola, Benin, Congo, Costa d'Avorio, Mozambico, Kenya e Ruanda, progetti per la realizzazione di filiere di agribusiness per colture a ridotto impatto ambientale da utilizzare come feedstock per le nostre bioraffinerie, promuovendo l'economia circolare attraverso il recupero e la valorizzazione di aree marginali non in competizione con la catena alimentare e la creazione di opportunità occupazionali e di sviluppo locale. Questi progetti saranno sostenuti dalla ricerca di Eni che, in collaborazione con un partner di lunga esperienza come Bonifiche Ferraresi, fornirà il supporto agronomico per la sperimentazione e lo sviluppo delle coltivazioni più idonee.

La sostenibilità dell'azione industriale si coniuga con quella finanziaria. Nel 2021 abbiamo adottato, primi a livello mondiale nel settore energetico, un set di linee guida in materia di raccolta sostenibile sul mercato dei capitali (Sustainability-Linked Financing Framework), in base al quale nei futuri contratti di finanziamento e di strumenti derivati sarà previsto, ove possibile, un meccanismo premiante in funzione del raggiungimento di uno o più target di decarbonizzazione. In applicazione di tale framework, nel maggio 2021 abbiamo emesso il primo sustainability-linked bond del nostro settore, del valore di un miliardo di euro a un costo molto competitivo legato al conseguimento di obiettivi di Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) e di capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il successo dell'operazione testimonia la credibilità dei nostri target emissivi e la capacità di creare valore attraverso la transizione energetica.

I progressi della nostra strategia di decarbonizzazione e l'eccellenza delle performance di sostenibilità sono riconosciuti e apprezzati dai mercati finanziari e dagli investitori ESG. Siamo stati inclusi tra le prime dieci società nel nuovo indice MIB ESG di Euronext e siamo stati confermati leader nei principali ratings ESG e indici specialistici (MSCI, Sustainalytics, V.E, FTSE4Good Developed Index, World Benchmark Alliance), ottenendo il Prime Status dal rating ISS ESG. Risultati di eccellenza sono stati conseguiti anche negli indici con focus clima (Climate Action 100+ Net Zero Benchmark, Carbon Tracker, Transition Pathway Initiative). Eni è stata inclusa per la prima volta nel Gender-Equality Index (GEI) di Bloomberg, un indice ponderato sulla capitalizzazione di mercato che monitora le performance delle società quotate impegnate nella trasparenza nella rendicontazione dei dati di genere. L'indice, che include 418 aziende in 45 paesi e regioni, misura l'uguaglianza di genere basandosi su cinque pilastri: leadership femminile e sviluppo di talenti, parità di salario e parità di retribuzione di genere, cultura inclusiva, politiche contro le molestie sessuali, e brand a favore delle donne.

Gli eccellenti risultati 2021 di Eni sono stati trainati dalla robusta performance della E&P che ha realizzato un EBIT di €9,3 miliardi, pari a sei volte quello del 2020, con una produzione di 1,68 milioni di boe/g in linea con i piani.

L'esplorazione per Eni si conferma driver di crescita e di creazione di valore. Nel 2021 abbiamo scoperto 700 milioni di boe di nuove risorse al costo competitivo di $1,3/boe. Il principale successo dell'anno è stato quello della scoperta del giant Baleine nell'offshore profondo della Costa d'Avorio, con un potenziale minerario di oltre 2 miliardi di barili di olio in posto e circa 2,4 trilioni di piedi cubi (TCF) di gas associato che sarà sviluppato in modalità "fast-track" e per fasi e sarà il primo progetto del continente africano realizzato con zero emissioni nette (scope 1 e 2). L'importanza della scoperta apre eventuali opportunità di monetizzazione anticipata attraverso l'applicazione del dual-exploration model. L'esplorazione in aree prossime a infrastrutture in produzione (ILX – Infrastructure Led Exploration) ha continuato a generare ritorni eccellenti in particolare in Angola nel Blocco 15/06 con una sequenza di scoperte satelliti, nel 2021 quelle di Cabaca N e Cuica, in grado di mantenere il plateau della FPSO N'Goma che opera l'area, allungandone la vita utile e i cash flow. Altre importanti scoperte di prossimità sono state quelle di Sayulita nel Blocco 10 offshore del Messico, che incrementa le prospettive di commercialità dell'area, di Eban nel blocco CTP 4 offshore del Ghana in prossimità dell'hub produttivo Sankofa e l'appraisal di Maha nell'offshore indonesiano.

La nostra fase di sviluppo genera valore grazie all'integrazione con la fase esplorativa per massimizzare le sinergie con gli asset esistenti, la parallelizzazione delle attività e l'approccio fast-track che prevede l'avvio in early production e il successivo ramp-up per ridurre l'esposizione finanziaria. Con questo modello svilupperemo in modalità "fast track", il Baleine con avvio atteso nel 2023, mentre nel 2021 abbiamo conseguito gli start-up delle scoperte Cabaca N/Cuica in Angola, di Merakes in Indonesia, Berkine in Algeria e di Mahani in EAU.

I rilevanti progressi di Eni nella riduzione del time-to-market delle riserve sono testimoniati dall'avanzamento del nostro progetto "flagship" Coral South, approvato nel 2017 a soli trentasei mesi dalla finalizzazione della campagna esplorativa e prossimo ormai al completamento con il varo dell'unità FLNG (Floating Liquefied Natural Gas), il primo impianto GNL galleggiante, la cui costruzione avviata nel 2018 ha rispettato i budget tempi/costi, nonostante la pandemia. La FLNG ha raggiunto il bacino di Rovuma, al largo del Mozambico, dove sarà allacciata ai pozzi produttivi sottomarini nella seconda metà del 2022 per il first gas. Il progetto genererà introiti significativi per il Paese, e creerà più di 800 nuovi posti di lavoro durante il periodo operativo.
Intendiamo estrarre valore dal nostro portafoglio upstream attraverso la costituzione con partner selezionati di veicoli societari autonomi, aventi valenza strategica in grado di crescere e generare ritorni per gli azionisti. Vår Energi la JV costituita nel 2018 tra Eni e il fondo PE HitecVision, la più grande compagnia indipendente del settore E&P della Norvegia, testimonia la validità e la robustezza del nostro modello. La JV è cresciuta di circa il 30% dal 2018 a oggi, producendo attualmente 245 mila barili equivalenti e distribuendo un flusso stabile di dividendi agli azionisti. Con la quotazione presso la borsa di Oslo nel febbraio 2022 abbiamo monetizzato una parte di tale valore inespresso . Sul modello Vår Energi, stiamo lavorando con BP per combinare i rispettivi portafogli upstream in Angola, creando un top player nel Paese.

Anche il settore Global Gas/LNG portfolio "GGP" ha registrato un anno record con un EBIT di quasi €600 milioni, sullo sfondo di uno scenario molto complesso caratterizzato da un'offerta corta di gas a livello globale che ha innescato aumenti senza precedenti delle quotazioni spot agli hub continentali, ma con dinamiche avverse come evidenzia il rovesciamento degli spread tra il prezzo del gas Italia rispetto ai prezzi europei. In un contesto di estrema volatilità, il settore ha fatto leva sulle flessibilità del portafoglio e le rinegoziazioni contrattuali che hanno sostenuto l'eccellente performance del 2021. L'operazione per la creazione di una JV con un partner strategico come Snam per la gestione delle dorsali di approvvigionamento dall'Algeria si inquadra nella nostra strategia volta a estrarre valore dal portafoglio di asset liberando risorse per la transizione energetica.

R&M ha affrontato uno dei più sfidanti scenari di raffinazione della storia con margini negativi per tutto l'anno a causa del ritardo nella ripresa post-COVID di segmenti chiave quali il jet fuel e del significativo aumento degli oneri per CO_2. La buona performance del marketing e le azioni di ottimizzazione dell'assetto impiantistico hanno consentito di assorbire quasi completamente lo scenario negativo. Grazie all'acquisizione dell'operatore italiano FRI-EL siamo entrati nel settore delle bioenergie e prevediamo attraverso la riconversione degli asset acquisiti la produzione di biometano.

La Chimica, con Versalis, ha ottenuto una solida performance con un EBIT di circa €200 milioni, rispetto a una perdita di pari ammontare nel 2020, grazie all'incremento del tasso di utilizzo degli impianti che ha garantito maggiori disponibilità di prodotto in una fase di forte ripresa del ciclo petrolchimico con periodi di tensione sul lato dell'offerta e margini delle commodity molto sostenuti. Abbiamo continuato nella strategia di riposizionamento del mix produttivo per ridurre il peso della petrolchimica oil-linked, aumentando l'esposizione ai segmenti delle specialties e della chimica verde. In tale ambito abbiamo acquisito il controllo di Finproject, che consolida la nostra posizione nel settore delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity, e abbiamo rilevato la tecnologia e gli impianti di Ecoplastic, società specializzata nella filiera del recupero delle plastiche usate, con l'obiettivo di accele-

rare la crescita del riciclo meccanico avanzato e di ampliare la gamma di polimeri da riciclo Versalis Revive®. Nel 2022 sarà avviata la ristrutturazione del sito di Porto Marghera, che prevede la riconversione in hub per la produzione di plastiche ottenute totalmente da materia prima da riciclo. Le tecnologie proprietarie svolgeranno un ruolo fondamentale nell'accelerare la riconversione "green" di Versalis riducendo la dipendenza dal feedstock petrolifero; tra queste puntiamo sul riciclo chimico delle plastiche non riutilizzabili (tecnologia HOOP), sulla valorizzazione delle biomasse forestali per la produzione di bioetanolo e biogas (tecnologia PROESA) in collaborazione con partner qualificati come Saipem e BTS Biogas.

Il segmento Retail&Renewable gestito da Plenitude ha conseguito risultati molto solidi con un Ebitda di €0,6 miliardi (+25% vs 2020), una base clienti superiore a 10 milioni di PdF (+4% vs 31.12.2020) e una capacità di generazione rinnovabile installata/in costruzione di oltre 2 GW, ampiamente superiore alle previsioni iniziali per il 2021, grazie a una serie di mirate acquisizioni di impianti eolici/FV in esercizio/costruzione in Spagna, Francia e Italia, sinergici alla presenza commerciale, all'espansione negli USA e per linee interne. Il portafoglio di progetti acquisiti e la partecipazione a tutte e tre le fasi A/B/C del progetto eolico offshore Dogger Bank nel Mare del Nord ci consentono di rivedere al rialzo i nostri target di capacità installata al 2025. L'offerta di Plenitude è stata arricchita con l'ingresso nel segmento dei punti di ricarica per veicoli elettrici rilevando l'operatore BeCharge che svilupperà una rete di circa 30 mila punti di ricarica al 2025. La partnership tra Eni, BeCharge ed Enel X per l'interoperabilità delle rispettive reti di ricarica, renderà ancora più solida la nostra strategia di mobilità sostenibile, dando a tutti i clienti la possibilità di accedere al servizio in modo semplice ed economico, ivi compresi i clienti delle stazioni di rifornimento "eni Live Stations", presso le quali installeremo entro il 2050 circa 1.000 punti di ricarica in modalità veloce/ultraveloce per renderli sempre più dei "mobility point".

Strategia e piano operativo 2022-2025

Nel prossimo quadriennio prevediamo un prezzo del Brent sostenuto dalle dinamiche correnti di mercato, con una domanda in ripresa che dovrebbe recuperare i livelli pre-pandemia entro il 2022 e un'offerta limitata dalle problematiche produttive e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere internazionali. La previsione è di 80 $/bbl nel 2022, 75 $ nel 2023 per poi stabilizzarsi a 70 $/barile. Nel lungo termine, la quotazione del greggio è prevista crescere in linea con l'inflazione fino al 2035, per poi declinare in relazione alla progressione della transizione energetica. Tale scenario è oggetto di continuo monitoraggio alla luce dell'imprevedibile evoluzione della crisi tra Russia e Ucraina.

Per il prossimo quadriennio abbiamo varato una manovra di investimenti da €28 miliardi (in media circa €7 miliardi/anno) che sarà attuata secondo i nostri parametri di disciplina finanziaria e operativa, e cioè nel rispetto di soglie minime di redditività, garantendo la coerenza dei profili emissivi con gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine e la copertura integrale mediante il flusso di cassa operativo. Il free cash flow organico e i proventi del piano di dismissioni, in particolare le operazioni di collocamento in borsa di Plenitude e di Vår Energi, ci consentiranno di mantenere una solida struttura patrimoniale e di garantire competitivi ritorni ai nostri azionisti.

I nostri processi di capital allocation fanno un ulteriore passo in avanti nella direzione degli obiettivi di Parigi con una quota del 25% della manovra capex, rispetto al 20% del piano precedente, diretta al potenziamento della capacità di generazione rinnovabile, alla crescita dell'economia circolare dei biocarburanti e della chimica verde, allo "scaling up" di nuove soluzioni energetiche e servizi e agli interventi di efficienza energetica e decarbonizzazione degli asset legacy.

Confermiamo il ruolo delle nostre due Direzioni Generali nell'attuare percorsi distinti ma sinergici di esecuzione della strategia Eni di net zero emission al 2050: Natural Resources impegnata a massimizzare il valore e decarbonizzare gli asset O&G; Energy Evolution volta a sviluppare i nuovi business di rinnovabili ed economia circolare, e ad attuare la trasformazione industriale degli asset legacy.

Prevediamo di anticipare il raggiungimento dei target emissivi di Gruppo definendo entro il 2030 la riduzione del 35% delle emissioni Scope 1+2+3, rispetto al 25% del precedente piano strategico, e dell'80% al 2040 (rispetto al 65%).
Il raggiungimento del target Net Zero emission Scope 1 e 2 di Gruppo è stato anticipato di 5 anni al 2035 (rispetto al precedente 2040) prevedendo il target intermedio di riduzione del 40% vs. 2018 al 2025.

Nell'ambito di tali linee guida, Il settore E&P sarà gestito per massimizzare il flusso di cassa operativo nel rispetto della disciplina finanziaria, per generare le risorse necessarie a finanziare la crescita dei business della transizione e a remunerare gli azionisti, sviluppando al contempo progetti di cattura e stoccaggio della CO_2 e iniziative in ambito Natural Climate Solutions per accelerare il conseguimento dell'obiettivo net zero per gli ambiti emissivi 1 e 2 del business.

L'esplorazione è un driver strategico del percorso di decarbonizzazione di Eni, nel duplice ruolo di garanzia del rimpiazzo delle riserve prodotte per assicurare gli approvvigionamenti energetici di cui la società ha bisogno durante la transizione e di allineamento del nostro portafoglio di risorse agli obiettivi di mix produttivo e di profili emissivi di medio-lungo termine coerenti con il nostro target di net zero al 2050. Le iniziative saranno molto selettive per rispettare i vincoli di capital discipline con uno spending medio annuo di circa €0,4 miliardi destinati per il 90% a iniziative near field a rapidi ritorni economici, il restante 10% a selezionati temi high risk/high reward con elevata quota di operatorship da monetizzare in caso di successi significativi attraverso il nostro dual exploration model.

Alle attività di sviluppo saranno allocati circa €4 mld/anno. È inoltre previsto l'aumento delle produzioni del 3% l'anno nel piano fino a 1,89 milioni di boe/g al 2025 grazie al contributo degli avvii e dei ramp-up del quadriennio, che insieme all'esplorazione di prossimità assicureranno circa 800 mila boe/d di nuove produzioni, e grazie agli interventi di ottimizzazione per allungare la vita utile dei campi e contrastare il declino naturale. Nel 2022 è previsto il rilevante start-up di Coral South LNG in Mozambico, nel 2023 quello di Baleine in Costa d'Avorio e del progetto LNG in Congo.
Continua il piano di decarbonizzazione dell'upstream che raggiungerà entro il 2025 il 65% del target di zero emissioni nette (Scope 1 e 2) calcolate sulle produzioni equity, fissato per il 2030, confermando il target di riduzione dell'intensità emissiva della produzione operata del 43% rispetto al 2014 grazie agli interventi programmati di efficienza energetica, l'azzeramento del gas flaring di routine al 2025 e le ottimizzazioni delle operations. L'altra linea d'azione è l'offset delle emissioni mediante iniziative in ambito Natural Climate Solutions, i cui crediti di carbonio sono certificati da primarie società di audit. In base alle previsioni di contrattualizzazione delle iniziative in corso, stimiamo una progressiva crescita della generazione di crediti emissivi con una disponibilità di circa 11 milioni di tonnellate al 2025.

I progetti di cattura della CO_2 vedranno l'avvio nel 2025 del cluster HyNet nella baia di Liverpool in UK, la realizzazione della fase dimostrativa dell'hub di Ravenna nel 2023 e le valutazioni/studi di fattibilità di altri hub di stoccaggio.

In sinergia con la nostra bioraffinazione, svilupperemo su scala industriale l'agribusiness in paesi africani nostri partner per la produzione di raccolti da utilizzare come feedstock per l'HVO nel rispetto dei più elevati standard di sostenibilità. Kenya e Congo sono i paesi in fase di start up con l'avvio dei progetti pilota a inizio 2022 e successive estensioni delle coltivazioni fino a una produzione nel 2025 di oltre 170 mila tonnellate.

GGP, la cui asset base sarà semplificata grazie al parziale disinvestimento dalle società che gestiscono le dorsali di approvvigionamento dall'Algeria, farà leva su un portafoglio derischiato rispetto all'esposizione allo spread TTF vs PSV (mercati nord Europa vs Italia) grazie alle rinegoziazioni

del 2021 e alle competenze di trading, generando Ebit stabili e sostenuti e un robusto cash flow. L'altro driver di creazione di valore sarà l'espansione nel mercato GNL che farà leva sulle maggiori disponibilità equity (in Indonesia con il progetto Merakes e in Nigeria con l'avvio di nuova capacità a Bonny) e sulla massimizzazione del tasso di utilizzo dell'impianto equity di Damietta, con l'obiettivo di più di 15 MTPA di volumi di GNL contrattualizzati.

Plenitude, in virtù della propria autonomia finanziaria ed operativa, sarà uno dei driver del percorso di decarbonizzazione del Gruppo, raggiungendo già al 2040 il target net zero per le emissioni associate ai clienti grazie alla fornitura di gas e power provenienti al 100% da fonti rinnovabili, bio o carbon neutral (idrogeno) e ricorrendo all'offset delle emissioni residue con certificati verdi. Il piano prevede entro il 2025 oltre 11 milioni di punti di fornitura rispetto ai 10 milioni correnti, un incremento di 3 volte la capacità installata a oltre 6 GW rispetto al 2022 e l'espansione della rete di punti di ricarica di EV a circa 30.000 unità al 2025. Volano di questo sviluppo sarà l'integrazione tra la produzione di energia elettrica rinnovabile e i clienti retail, in particolare nei paesi di copresenza, che consentirà di massimizzare le sinergie con un'offerta sempre competitiva e progressivamente più "green".

Il settore R&M ha tracciato un piano di forte sviluppo della bioraffinazione, di efficientamento/ottimizzazione degli asset tradizionali e di evoluzione della rete verso il modello di mobilità sostenibile. È previsto che la capacità di bioraffinazione raggiunga 2 milioni di tonnellate al 2025 grazie alla conversione con altri partner di una raffineria tradizionale extra-Europa e il potenziamento di Venezia. Altro driver di valore sarà il piano di conversione degli impianti acquisiti di produzione di energia elettrica da bioenergia in biometano con l'obiettivo di immettere in rete 200 milioni di metri cubi al 2025.

Il progetto di mobilità sostenibile ridisegnerà le nostre stazioni di servizio trasformandole in hub di mobilità, affiancando ai carburanti tradizionali l'offerta per i veicoli a zero emissioni: colonnine di ricarica, carburanti innovativi idrogeno, gnl bio, HVO 100% e servizi di sostituzione delle batterie delle city car elettriche. La stazione di servizio diventerà un centro multiservice in grado di rispondere alle esigenze dei clienti facendo leva sulle partnership con qualificati operatori (e-commerce, food&beverage, parking, rent-a-car, merchandise, carte).

Versalis proseguirà nella strategia di trasformazione per diventare un'azienda chimica leader, differenziata e sostenibile, utilizzando le tecnologie proprietarie quali leve di riconversione e di crescita. La base impiantistica tradizionale sarà ottimizzata e resa più efficiente; l'hub di Porto Marghera sarà riqualificato in un polo di produzione di plastiche da riciclo meccanico grazie anche all'integrazione di Ecoplastic, nonché in un incubatore di nuovi business con la realizzazione dell'impianto IPA a idrogeno. La specializzazione del portafoglio ci consentirà di beneficiare della forte crescita attesa nei segmenti funzionali alla transizione energetica (elastomeri premium per gli EV, gradi di polietilene per il fotovoltaico) e sarà potenziata dal solido posizionamento nel compounding, grazie all'integrazione di Finproject che abbiamo completamente acquisito lo scorso anno.

Le tecnologie Eni svolgeranno un ruolo fondamentale a sostegno del percorso di decarbonizzazione e della crescita dei business contribuendo a creare nuovi mercati aggredibili. Una delle principali linee d'azione sarà quella dello sviluppo della tecnologia della fusione a confinamento magnetico dopo gli ottimi risultati del 2021, con l'obiettivo al 2025 di mettere in esercizio SPARC, il primo impianto al mondo per la fusione che dimostrerà la produzione netta di energia, in grado di aprire la strada alla successiva fase commerciale prevista agli inizi degli anni 30. Le altre linee d'azione riguardano l'economia circolare con l'avvio dell'impianto HOOP per il riciclo chimico delle plastiche altrimenti non riutilizzabili, la conversione della frazione umida dei rifiuti urbani in prodotti energetici (waste-to-fuels/chemicals/hydrogen), l'applicazione della tecnologia proprietaria PROESA per la valorizzazione delle biomasse forestali attraverso la conversione in bioetanolo o biogas e le nuove tecnologie rinnovabili, quali lo sfruttamento del moto ondoso delle maree (ISWEC), la cattura della CO_2 tramite biofissazione algale (mineralizzazione) e i potenziali sviluppi

nella produzione di energia termoelettrica con cattura intrinseca della CO_2. Il piano R&D prevede un impegno di spesa di circa €1 mld nel quadriennio.

Nel complesso, il piano d'azione 2022-2025 proietta un Gruppo con fondamentali robusti e una redditività in crescita, grazie alla strategia di trasformazione adottata in risposta al downturn che, da un lato, ha aumentato la resilienza dei business tradizionali e la loro capacità di generare cassa, e, dall'altro, ha posto le basi per una fase di forte sviluppo dei business della transizione che fa perno sull'integrazione di tecnologie, su nuovi modelli di business e sulla stretta collaborazione con i nostri stakeholders.

La platea dei nostri stakeholder beneficerà dell'azione industriale sempre più sostenibile di Eni grazie alla progressiva riduzione delle emissioni, all'attenzione al local content, al rispetto dei diritti umani nella catena di fornitura, alla qualità dei nostri prodotti/servizi e ai continui programmi di sviluppo delle nostre persone fondati sulla valorizzazione del contributo di ciascuno e sulla motivazione.

I risultati attesi nel prossimo quadriennio renderanno ancora più solida la nostra strategia di carbon neutrality al 2050 grazie alla crescente visibilità dei target intermedi e delle tappe di avvicinamento. La disciplina finanziaria e la selettività nello spending, il controllo dei costi e le iniziative di espansione dei margini ci consentiranno di contenere ulteriormente la cash neutrality e di produrre importanti avanzi di cassa operativa alle nostre conservative assunzioni di scenario Brent, che saranno utilizzati per accelerare la crescita dei business green, mantenere solidi indici patrimoniali e garantire competitivi ritorni agli azionisti.

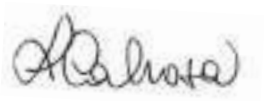
In considerazione della portata e della complessità degli eventi relativi alla crisi tra Russia e Ucraina, nell'immediato il tema della sicurezza energetica e della stabilità degli approvvigionamenti rappresenta un fattore cruciale nella definizione delle strategie e dei piani operativi nel prossimo futuro.

A conclusione di un biennio caratterizzato, prima, da una crisi globale, poi, da una forte ripresa macroeconomica, in un contesto sempre sfidante e incerto, Eni emerge più forte e resistente, in grado di giocare un ruolo di leader nel processo di transizione dell'economia, e di tutto questo rendiamo merito alle donne e agli uomini di Eni che, mai come in questo periodo, hanno dimostrato spirito di gruppo, flessibilità, tenacia e capacità di interpretare al meglio la nostra missione. A tutti loro va il nostro più sentito ringraziamento.

Roma, 17 marzo 2022

Per il Consiglio di Amministrazione

Lucia Calvosa
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



Eni in sintesi

"Nel corso del 2021 abbiamo raggiunto risultati eccellenti e accelerato la nostra strategia di trasformazione che fa leva sull'integrazione di tecnologie, nuovi modelli di business e stretta collaborazione con i nostri stakeholders. La rigorosa disciplina fina ziaria e la riduzione dei costi messe in campo in seguito alla crisi pandemica ci hanno consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica del 2021. L'Upstream continua da un lato a fornirci le risorse per alimentare la nostra strategia di decarbonizzazione, mentre i business legati alla transizione, come quelli raccolti nella nuova società Plenitude, offrono dall'altro lato il loro importante contributo. In questo modo abbiamo consolidato un EBIT di €9,7 mld e un utile netto adjusted di €4,3 mld.
La forte generazione di cassa, che ha beneficia o anche della selettività nelle scelte di spesa, ha reso disponibili €7,6 mld di free cash fl w organico, in grado di accelerare la crescita dei business green e di coprire dividendi e buy-back già ritornati a livelli pre-pandemia, e ridurre il rapporto d'indebitamento al 20%, rispetto al 31% dello scorso anno. Continua inoltre la trasformazione del portafoglio per estrarre valore dai nostri business, ottimizzare il costo del capitale e massimizzare la crescita [...]"

Claudio Descalzi CEO Eni

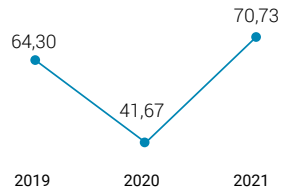
Nel 2021 Eni ha conseguito una delle migliori performance economico-finanziarie dell'ultimo decennio e accelerato l'implementazione della strategia di trasformazione verso un'offerta di prodotti e servizi decarbonizzati. Superata l'emergenza, la ripartenza macroeconomica del 2021, progressivamente allargatasi dall'Asia ai Paesi occidentali, ha trainato la domanda oil&gas globale che dopo il declino del picco pandemico è rimbalzata in modo sincrono in tutte le geografie, creando tensioni dal lato di un'offerta poco reattiva a causa dei tagli degli investimenti nel settore upstream, riproponendo in tutta la sua criticità il tema della sicurezza energetica.

Eccellenti risultati: Grazie alla selettività nello spending, alla riduzione dei costi e alle ottimizzazioni del portafoglio, Eni è stata in grado di cogliere il rafforzamento dello scenario, riportando un eccellente set di risultati operativi e finanziari con un utile operativo adjusted di €9,7 mld (con un incremento di €7,8 mld vs. 2020, +400%). Il flusso di cassa da attività operativa di €12,7 mld ha finanziato capex netti di €5,8 mld. Il free cash flow organico di €7,6 mld ha consentito di coprire il pagamento dei dividendi e il buy-back (in totale €2,8 mld) e la manovra di portafoglio a sostegno dei business della transizione (€2,1 mld). La struttura patrimoniale si conferma solida e robusta raggiungendo livelli pre-crisi con una riduzione del debito netto a €9 mld e il rapporto di leva a 0,20 vs. 0,31 a fine 2020.

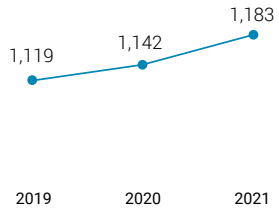
Valorizzazione del portafoglio: Eni ha implementato iniziative volte ad estrarre valore dalla ristrutturazione del portafoglio creando veicoli indipendenti e focalizzati in grado di attrarre capitali, creare valore e accelerare la crescita. Nell'ambito di tale strategia, è stato avviato l'iter di quotazione di Plenitude, la controllata Eni che integra le attività retail Gas & Power, rinnovabili e mobilità elettrica con l'obiettivo di decarbonizzare il portafoglio clienti Eni. Lo scorso 16 febbraio è stata collocata presso il mercato norvegese una quota di circa l'11,2% di Vår Energi, nell'ambito della più grande IPO del settore O&G europeo da oltre una decade, consentendo ad Eni di valorizzare gli investimenti fatti fin ora e garantendo che la società possa crescere anche grazie a nuovi possibili capitali. L'11 marzo 2022, in Angola è stato firmato l'accordo per la costituzione con BP di Azule Energy, una nuova business combination a controllo congiunto che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel Paese.

Trasformazione di business: nel 2021 è stato accelerato il processo di trasformazione del nostro modello di business. Il target "net zero scope 1+2+3 al 2050" consentirà ai clienti Eni di orientarsi verso un'offerta di prodotti decarbonizzati. Installato un livello di capacità di Gruppo da fonti rinnovabili pari a circa 1,2 GW, più che triplicata nel 2021, superando il target di oltre 2 GW di capacità installata inclusi gli asset in costruzione. Nella bioraffinazione e nella produzione dei relativi bio-feestock diversificati sono stati fatti importanti passi in avanti, riducendo l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio-diesel. In Africa in collaborazione con i governi di Kenya, Angola, Congo, Benin, Costa d'Avorio, Mozambico e Ruanda fatti passi avanti nei progetti di biofuel attraverso la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bio-raffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale. Le competenze maturate negli anni hanno consentito ad Eni di raggiungere solidi risultati e di attuare la trasformazione, perseverando al contempo nell'assicurare performance eccellenti in materia di HSE, di salute e sicurezza delle persone e di asset integrity.

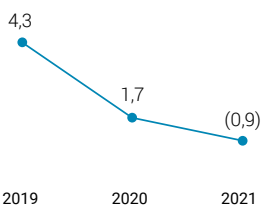
Prezzo medio del greggio Brent dated ($/BL)



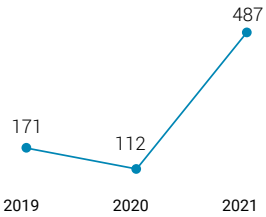
Cambio medio EUR/USD



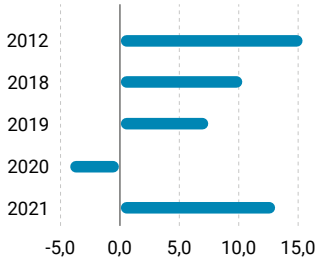
SERM ($/BL)



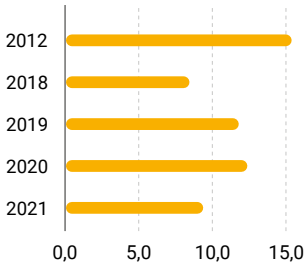
PSV (€/mgl mc)



Utile operativo reported (€mld)



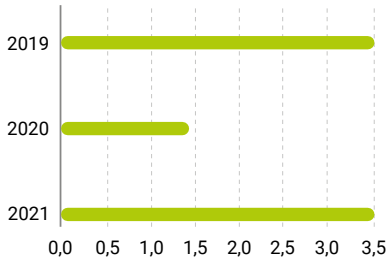
Indebitamento finanziario netto (€mld)



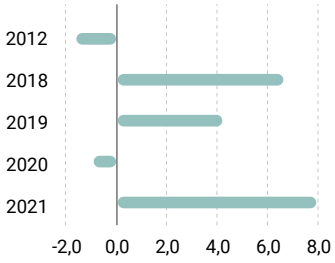
0,20
leverage

-2% vs. 2020
Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti

Remunerazione degli azionisti (€mld)



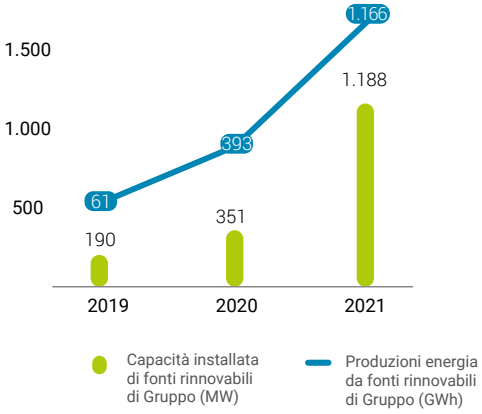
Free cash flow organico (€mld)



0,34
TRIR
(infortuni registrabili/ore lavorate)

11 mln ton CO_2 eq.
Net Carbon Footprint upstream

Sviluppo delle rinnovabili



1.166 GWh
produzione energia da fonti rinnovabili

585 mila ton
produzione di biocarburanti

>2 GW
capacità installata inclusi gli asset in costruzione

1,1 mln ton
capacità di bioraffinazione

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2021	2020	2019
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	76.575	43.987	69.881
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432
Utile (perdita) operativo adjusted[a]		9.664	1.898	8.597
Exploration & Production		*9.293*	*1.547*	*8.640*
Global Gas & LNG Portfolio		*580*	*326*	*193*
Refining & Marketing e Chimica		*152*	*6*	*21*
Plenitude & Power		*476*	*465*	*370*
Utile (perdita) netto adjusted[a][b]		4.330	(758)	2.876
Utile (perdita) netto[b]		5.821	(8.635)	148
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392
Investimenti tecnici[c]		5.313	4.644	8.376
di cui: ricerca esplorativa		*391*	*283*	*586*
sviluppo riserve di idrocarburi		*3.443*	*3.077*	*5.931*
Dividendi per esercizio di competenza[d]		3.022	1.286	3.078
Dividendi pagati nell'esercizio		2.358	1.965	3.018
Totale attività a fine periodo		137.765	109.648	123.440
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		44.519	37.493	47.900
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		8.987	11.568	11.477
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		14.324	16.586	17.125
Capitale investito netto		58.843	54.079	65.025
di cui: Exploration & Production		*48.014*	*45.252*	*53.358*
Global Gas & LNG Portfolio		*(823)*	*796*	*1.327*
Refining & Marketing e Chimica		*9.815*	*8.786*	*10.215*
Plenitude & Power		*5.474*	*2.284*	*1.787*
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	12,2	8,6	13,9
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.566,0	3.572,5	3.592,2
Capitalizzazione di borsa[e]	(€ miliardi)	44	31	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.
(b) Di competenza azionisti Eni.
(c) Include operazioni di reverse factoring nel 2021.
(d) L'importo 2021 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2021	2020	2019
Utile (perdita) netto				
- per azione[a]	*(€)*	*1,60*	*(2,42)*	*0,04*
- per ADR[a][b]	*($)*	*3,78*	*(5,53)*	*0,09*
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione[a]	*(€)*	*1,19*	*(0,21)*	*0,80*
- per ADR[a][b]	*($)*	*2,81*	*(0,48)*	*1,79*
Cash flow				
- per azione[a]	*(€)*	*3,61*	*1,35*	*3,45*
- per ADR[a][b]	*($)*	*8,54*	*3,08*	*7,72*
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	8,4	(0,6)	5,3
Leverage ante IFRS 16		20	31	24
Leverage post IFRS 16		32	44	36
Gearing		24	31	26
Coverage		15,7	(3,1)	7,3
Current ratio		1,3	1,4	1,2
Debt coverage		89,8	29,1	72,4
Net Debt/EBITDA adjusted		83,7	174,1	100,7
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,86	0,36	0,86
Total Shareholders Return (TSR)	(%)	52,4	(34,1)	6,7
Dividend yield[c]		7,1	4,2	6,3

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).
(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

DIPENDENTI

		2021	2020	2019
Exploration & Production	(numero)	9.409	9.815	10.272
Global Gas & LNG Portfolio		847	700	711
Refining & Marketing e Chimica		13.072	11.471	11.626
Plenitude & Power		2.464	2.092	2.056
Corporate e altre attività		6.897	7.417	7.388
Gruppo		**32.689**	**31.495**	**32.053**

INNOVAZIONE

		2021	2020	2019
Spesa in R&S	(€ milioni)	177	157	194
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	30	25	34

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE[a]

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,36	0,34
dipendenti		*0,40*	*0,37*	*0,21*
contrattisti		*0,32*	*0,35*	*0,39*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	40,1	37,8	41,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,81	0,73	0,69
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti[b]		176	185	204
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)[c]		456	439	501
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)[c]	(grammi di CO_2eq./MJ)	67	68	68
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)[c]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	11,0	11,4	14,8
Net carbon footprint Eni (Scope 1+2)[c]		33,6	33,0	37,6
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO_2 eq./migliaia di boe)	20,2	20,0	19,6
Indice di efficienza operativa Gruppo		32,0	31,6	31,4
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	9,2	11,2	21,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm^3)	1,2	1,0	1,2
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	4.406	6.824	7.265
di cui: da atti di sabotaggio		*3.051*	*5.866*	*6.232*
operativi		*1.355*	*958*	*1.033*
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	125	113	128
Acqua di produzione reiniettata	(%)	58	53	58

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.
(b) Categoria 11 del GHG Protocol – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.
(c) KPI calcolati su base equity.

DATI OPERATIVI

		2021	2020	2019
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.682	1.733	1.871
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.628	6.905	7.268
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,9	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	55	43	92
Profit per boe[a][c]	($/boe)	4,8	3,8	7,7
Opex per boe[b]		7,5	6,5	6,4
Finding & Development cost per boe[c]		20,4	17,6	15,5
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO				
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85
di cui: in Italia		*36,88*	*37,30*	*37,98*
internazionali		*33,57*	*27,69*	*34,87*
Vendite GNL		10,9	9,5	10,1
REFINING & MARKETING E CHIMICA				
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1
Produzioni vendute di biocarburanti certificati	(migliaia di tonnellate)	585	622	256
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	65	63	44
Quota di mercato rete in Italia		22,3	23,2	23,6
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,23	6,61	8,25
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.314	5.369	5.411
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.521	1.390	1.766
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	76	69	88
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.476	8.073	8.068
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	66	65	67
PLENITUDE & POWER				
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61
Vendite gas retail e business	(miliardi di metri cubi)	7,85	7,68	8,62
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	16,49	12,49	10,92
Produzione termoelettrica		22,36	20,95	21,66
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		28,54	25,33	28,28

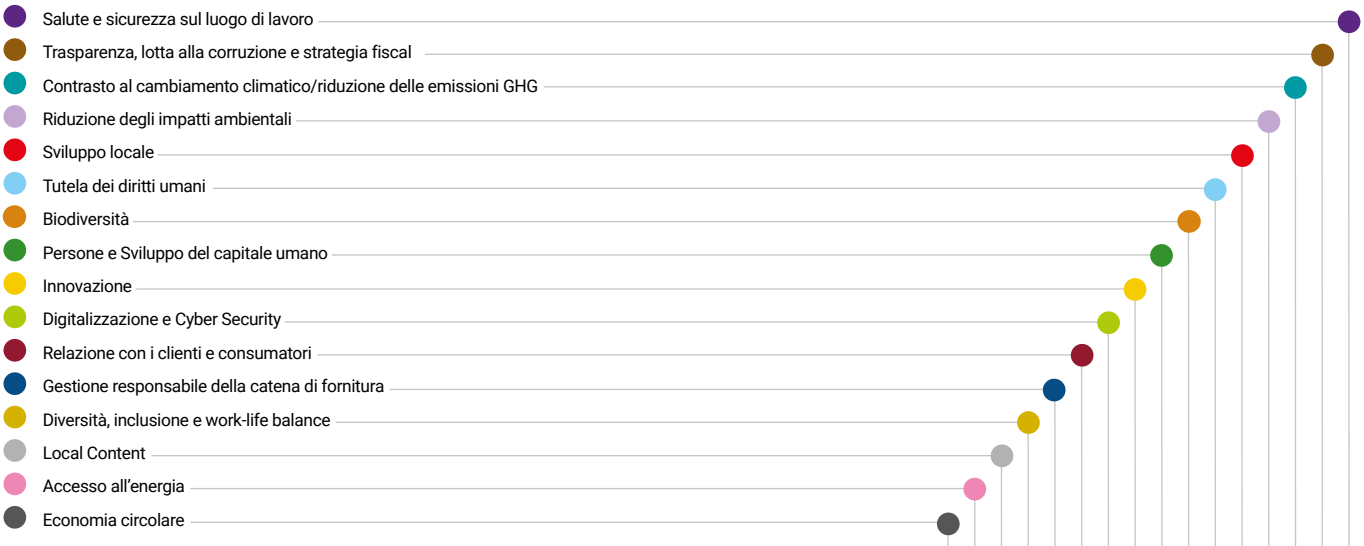
(a) Relativo alle società consolidate.
(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(c) Media triennale.

Attività di stakeholder engagement

Operando in 69 Paesi con contesti socio-economici differenti la comprensione delle aspettative degli stakeholder e la condivisione con questi delle scelte sono per Eni elementi fondamentali per la creazione di valore di lungo periodo, costruendo rapporti improntati alla reciproca fiducia, trasparenza e integrità. La comprensione dei contesti locali e la gestione delle aspettative degli stakeholder sui temi di sostenibilità sono supportate dal 2018 dall'utilizzo dell'applicativo aziendale "Stakeholder Management System" (SMS) che "mappa" gli stakeholder secondo la loro rilevanza e il loro interesse verso le attività dell'azienda, nei Paesi e nei territori di presenza. Inoltre, SMS traccia i rapporti con gli stakeholder incluse richieste, grievance (lamentele) e azioni di risposta intraprese e supporta la tracciabilità prevista dagli strumenti normativi anti-corruzione interni in materia di rapporti con soggetti rilevanti. In tal modo, il sistema consente di comprendere i principali temi rilevanti per gli stakeholder e i potenziali impatti sui Diritti Umani, identificando anche l'eventuale presenza di gruppi vulnerabili e di aree censite dall'UNESCO come siti di particolare interesse culturale e/o naturalistico (World Heritage Sites, WHS).Il sistema è in uso in relazione ad attività e nuovi progetti di tutte le linee di business Eni e consente il monitoraggio della relazione con circa 4.800 stakeholder (+20% rispetto al 2020).

CATEGORIE DI STAKEHOLDER	PRINCIPALI ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT NELL'ANNO
PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	▸ Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e ampliamento della mappatura delle competenze. ▸ Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e iniziative internazionali a supporto del team building e dell'innovazione.
COMUNITÀ FINANZIARIA	▸ Capital Markets Day (piano strategico 2021-24 e di lungo termine al 2050) e Road-Show virtuale nelle principali piazze finanziarie e Capital Markets Day per presentazione Plenitude. ▸ Road-Shows con investitori e proxy advisors sulla remunerazione degli executives 2021.
COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION	▸ Mappatura di oltre 770 comunità locali (incluse quelle indigene) nei Paesi di presenza e definizione delle iniziative di engagement locale. ▸ Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti, nonché per la pianificazione e gestione di progetti di sviluppo locale.
CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	▸ Coinvolgimento dei fornitori nel percorso di transizione energetica tramite 15 workshop tematici e partecipazione a conferenze ed eventi. ▸ Sviluppo e lancio di Open-es, la piattaforma aperta a tutti per lo sviluppo sostenibile delle imprese mediante iniziative formative e di engagement (misurazione della CO_2 e redazione del bilancio di sostenibilità).
CLIENTI E CONSUMATORI	▸ Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle Associazione dei Consumatori (AdC) nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche, risanamento ambientale, transizione energetica, risparmio energetico, servizio clienti e nuove iniziative commerciali.
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI	▸ Incontri e tavoli di lavoro con rappresentanti politici e istituzionali e organizzazioni locali, nazionali, europee e internazionali sui temi energia, clima, transizione energetica, ambiente, sviluppo sostenibile, ricerca e innovazione, digitalizzazione ed economia circolare. ▸ Partecipazione a confronti su tematiche energetiche e ambientali promossi dal Governo e dal Parlamento italiano, dalle istituzioni europee, dagli organismi internazionali e dalle istituzioni nazionali estere.
UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA	▸ Incontri con università, centri ed enti pubblici di Ricerca, consorzi e società terze con cui Eni collabora per lo sviluppo di tecnologie innovative. ▸ Accordi e collaborazioni con Politecnico di Milano e Torino, Università di Bologna, Napoli (Federico II), Pavia, Padova, Milano Bicocca, MIT, CNR, INSTM, ENEA, RSE e INGV[a]. ▸ Collaborazioni con a) Università della Basilicata per supporto al Master Geoscience for Energy Transitions b) Università Enna Kore per contributi didattici aziendali per corsi accademici.
ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE DI ADVOCACY E DI CATEGORIA ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI	▸ Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, EITI[b]; collaborazione con IHRB[c] e altre istituzioni internazionali sui diritti umani. ▸ Convegni, dibattiti, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità (energia, economia circolare, bonifiche, responsabilità sociale); realizzazione di linee guida e condivisione di best practice. ▸ Incontri con organismi associativi e partecipazione a tavoli di lavoro su tematiche strategiche, monitorando eventuali evoluzioni legislative.
ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO	▸ Consolidamento, attraverso accordi di collaborazione/partenariato, delle attività di sviluppo condotte insieme ad organizzazioni internazionali. Sviluppati accordi con United Nations Development Programme - UNDP, United Nations Industrial Development Organization – UNIDO, World Bank.

(a) Massachusetts Institute of Technology; Consiglio Nazionale delle Ricerche; Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali; Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile; Ricerca sul Sistema Energetico; Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia.



	TEMI PRINCIPALI AFFRONTATI
▸ Sottoscrizione del nuovo accordo per lo smart working in Italia con nuove misure di Welfare aziendale. ▸ Accordo per l'integrazione nel GFA - della Convenzione ILO n.°190 e della Raccomandazione ILO n.°206 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro. ▸ Sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali il contratto di espansione per favorire il ricambio generazionale e iniziative per l'aggiornamento delle competenze.	
▸ Conference call sui risultati trimestrali. ▸ Partecipazione del Top Management alle conferenze tematiche organizzate delle banche. ▸ Partecipazione alle conferenze tematiche in ambito ESG.	
▸ Gestione di richieste e grievance espressi dalle comunità locali. ▸ Consultazioni con le comunità nei Paesi in cui sono stati condotti Human Rights Impact Assessment.	
▸ Due Diligence sui diritti umani: applicazione del modello risk-based sul rispetto dei diritti umani lungo il processo di procurement. ▸ Programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", strumento di finanza innovativa rivolto ai fornitori qualificati Eni e alla filiera dell'energia, ideato per consentire alle aziende impegnate nella transizione energetica l'attuazione di progetti ed investimenti finalizzati allo sviluppo sostenibile.	
▸ Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare. ▸ Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti.	
▸ Rappresentazione del posizionamento Eni su transizione energetica e decarbonizzazione nei principali consessi multilaterali internazionali (es. G20, B20, COP26). ▸ Ingaggio e dialogo istituzionale nel contesto di partnership e membership con think tank e organismi associativi nazionali, europei e internazionali e con organismi internazionali e/o promossi da istituzioni europee sulla transizione energetica e tematiche geopolitiche.	
▸ Costituzione con CNR di 4 centri di ricerca nel Mezzogiorno per uno sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo. ▸ Con il PoliMI: attivate collaborazioni per lo sviluppo di modelli di valutazione di impatto (Local Content e SDG) e per nuove edizioni del Master Energy Innovation; aderito alla Piattaforma di Ricerca Congiunta sull'Idrogeno "Hydrogen-JRP"; costituito un Centro Congiunto per "l'Accelerazione della Transizione Energetica nell'ambito delle Tecnologie per l'Ambiente e l'Energia".	
▸ Incontri con Associazioni Imprenditoriali Territoriali inerenti il sistema Eni della Supply Chain Sostenibile e le tematiche energetiche di evidenza aziendale. ▸ Presidenza dell'Action Council "Sustainability & Global Emergencies" nell'ambito del B20 Italy 2021 organizzato da Confindustria. ▸ Sottoscrizione di: a) un accordo di collaborazione avente a oggetto il Concorso Best Performer dell'Economia Circolare di Confindustria; b) "Manifesto Lavoro ed Energia per una transizione sostenibile" tra Confindustria Energia e Organizzazioni Sindacali.	
▸ Accordi con istituzioni italiane ed europee, banche di sviluppo, settore privato, enti e agenzie di cooperazione, faith based organizations e organizzazioni della società civile: Cassa Depositi e Prestiti - CDP, Standard Bank, Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo - AICS, USAID, Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo - ADPP, AVSI, CUAMM, VIS, Fondazione E4Impact, Banco Alimentare, Istituto Don Bosco di Maputo.	

(b) Oil and Gas Climate Initiative; International Petroleum Industry Environmental Conservation Association; World Business Council for Sustainable Development; Comitato Interministeriale dei Diritti Umani; Extractive Industries Trasparency Initiative.
(c) Institute for Human Rights and Business.

Strategia

La guerra in Ucraina ci sta costringendo a vedere il mondo in modo diverso da come lo conoscevamo. Si tratta di una tragedia umanitaria, che ha generato nuove minacce alla sicurezza energetica e alla quale dobbiamo fare fronte senza abbandonare le nostre ambizioni per una transizione energetica equa.
La nostra strategia ci ha consentito di essere pronti ad affrontare questa sfida.
La nostra risposta immediata alla crisi attuale è stata quella di ricorrere alle nostre alleanze consolidate con i Paesi produttori per reperire fonti sostitutive di energia da destinare alle necessità europee. Siamo in grado di rendere disponibili sul mercato oltre 14 TCF (trillion cubic feet) di risorse addizionali di gas nel breve e medio termine.
Queste azioni affiancano il nostro impegno nello sviluppo di nuovi prodotti e servizi decarbonizzati, che ci consentono di garantire la sicurezza energetica e la riduzione delle emissioni, proponendo ai nostri clienti un'ampia offerta di prodotti e servizi energetici decarbonizzati. Il risultato di questo approccio strategico supporta la decisione di accelerare il nostro percorso verso le zero emissioni nette, con un taglio del 35% delle emissioni Scope 1, 2 e 3 entro il 2030, e dell'80% entro il 2040 rispetto al 2018. [...]

Claudio Descalzi CEO Eni

Accelerazione nella riduzione delle emissioni

- Zero Emissioni Nette al 2050, cui si aggiungono i nuovi obiettivi di riduzione emissioni assolute nette (Scope 1, 2 e 3) rispetto al 2018:
  -35% al 2030 ⟶ -80% entro il 2040
- Net carbon Footprint al 2035 (Scope 1 e 2):
  40% al 2025 ⟶ Net zero entro il 2035
- Emissioni Scope 1 e 2 Upstream:
  -65% al 2025 (vs. 2018) ⟶ Net zero emission entro il 2030

Nuove Energy Solution

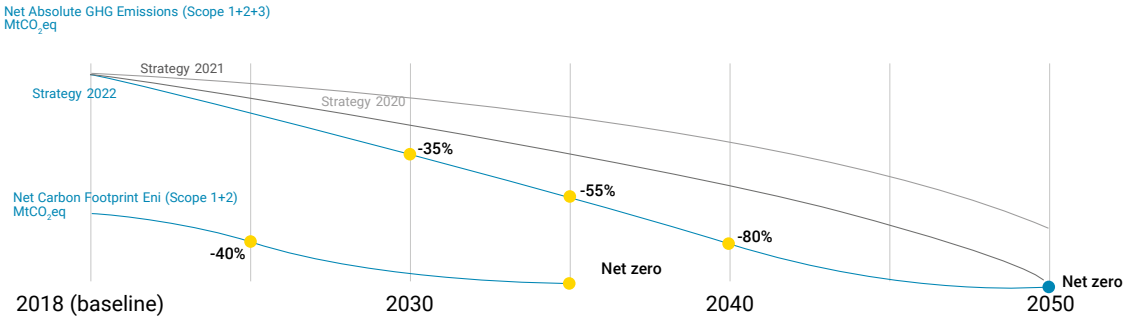
- **Plenitude**: elettricità green a **15 mln di clienti** con oltre **15 GW** di capacità rinnovabile entro il 2030
- **Bioraffinazio** : capacità in aumento fino a 6 mln di tonn/anno nei prossimi 10 anni
- **Idrogeno**: prevista una contribuzione al piano per circa 4 mln di tonn/anno entro il 2050
- **Fusione magnetica**: previsto il primo impianto commerciale nei prossimi 10 anni
- Prevista in crescita la quota di **investimenti** dedicati alle nuove soluzioni energetiche: ad almeno il **30%** entro il **2025**, al **60% entro il 2030** e fino all'**80% al 2040**

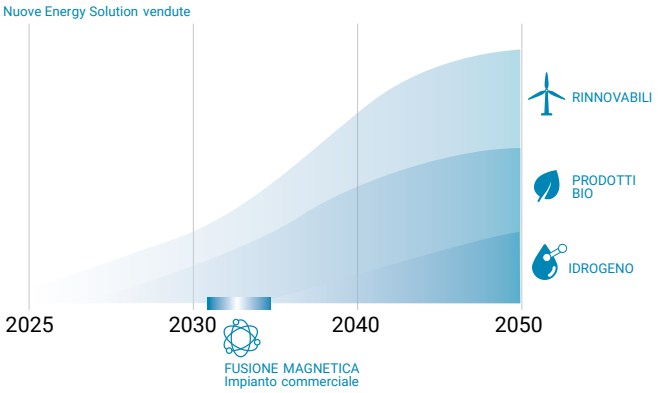
Disciplina finanziari

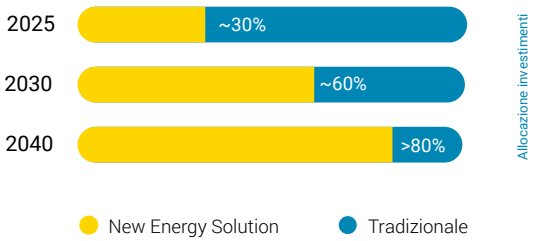
- CAPEX medio annuo: circa **€7 mld**; capex **2022 circa €7,7 mld**
- IRR progetti upstream in esecuzione: **21% allo scenario Eni**
- IRR nuovi progetti rinnovabili: **+200 punti base** vs **WACC di Plenitude**
- Flusso di cassa operativo: **€55 mld** nel quadriennio allo scenario Eni
- Strumenti di finanza sostenibile: oltre **€13 mld nel 2025**

Creazione di valore per gli shareholder

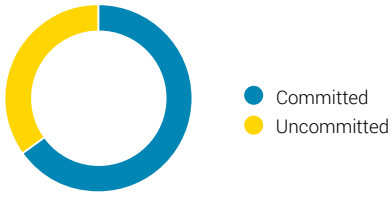
- Dividendo annuale: **€0,88** per azione con Brent tra **80** e **90 $/bbl**
- Pagamento dividendo: **quattro rate trimestrali paritarie**: settembre e novembre 2022, marzo e maggio 2023
- Programma di **buy-back** pari a **€1,1 mld** nel 2022 in ragione del prezzo di riferimento Brent
- A luglio e ottobre, con Brent > **90 $/bbl**, **buy-back** in aumento del **30%** del free cash flow incrementale





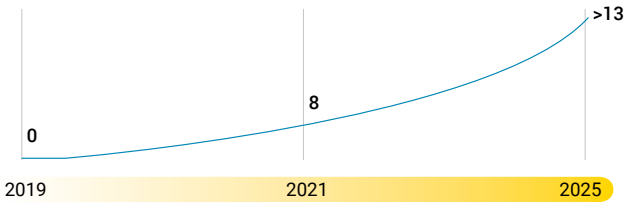


2022-2025
Capex ~€7 mld
in media/anno



PIANO INVESTIMENTI FLESSIBILE

STRUMENTI DI FINANZA SOSTENIBILE* € mld



*Include bond, prestiti, linee di credito bancarie e derivati

CREAZIONE DI VALORE PER GLI AZIONISTI

DISTRIBUZIONE 2022

€0,88 dividendo per azione
€1,1 mld buyback

Prezzo brent di riferimento @ **80 $/bbl**

UPSIDE

Buyback addizionale **30%**
del FCF incrementale per livelli di brent > **90 $/bbl**

(Valutazione aggiornata a luglio e ottobre)

RESILIENZA

Semplificata scala di variazione del dividendo per azione

vs. policy precedente

PAGAMENTO DIVIDENDO SU BASE TRIMESTRALE A PARTIRE DAL TERZO TRIMESTRE 2022

Piano strategico 2022-2025

La strategia Eni è definita in uno scenario per il prossimo quadriennio caratterizzato da un prezzo del Brent sostenuto dalle dinamiche correnti di mercato, con una domanda in ripresa che dovrebbe recuperare i livelli pre-pandemia entro il 2022 e un'offerta limitata dalle problematiche produttive e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere internazionali.
Nel lungo termine, la quotazione del greggio è prevista crescere in linea con l'inflazione fino al 2035, per poi declinare in relazione alla progressione della transizione energetica. Tale scenario è oggetto di continuo monitoraggio alla luce dell'imprevedibile evoluzione della crisi tra Russia e Ucraina.

La disciplina finanziaria e la selettività nello spending, il controllo dei costi e le iniziative di espansione dei margini consentiranno a Eni di contenere ulteriormente la cash neutrality e di produrre importanti avanzi di cassa operativa alle nostre conservative assunzioni di scenario Brent, che saranno utilizzati per accelerare la crescita dei business green e mantenere solidi indici patrimoniali.
Nel quadriennio il management Eni prevede una manovra di investimenti di €28 miliardi (in media circa €7 miliardi/anno) che sarà attuata secondo i parametri di disciplina finanziaria e operativa del Gruppo, nel rispetto di soglie minime di redditività, garantendo la coerenza dei profili emissivi con gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine e la copertura integrale mediante il flusso di cassa operativo. Il free cash flow organico e i proventi del piano di dismissioni, in particolare le operazioni di collocamento in borsa di Plenitude e di Vår Energi, consentiranno di mantenere una solida struttura patrimoniale e di garantire competitivi ritorni agli azionisti.

I processi di capital allocation prevedono un ulteriore passo in avanti nella direzione degli obiettivi di Parigi con una quota del 25% della manovra capex, rispetto al 20% del piano precedente, diretta al potenziamento della capacità di generazione rinnovabile, alla crescita dell'economia circolare dei biocarburanti e della chimica verde, allo "scaling up" di nuove soluzioni energetiche e servizi (CCS) e agli interventi di efficienza energetica e decarbonizzazione degli asset legacy.

Tali obiettivi saranno raggiungibili grazie al ruolo delle due Direzioni Generali nell'attuare percorsi distinti ma sinergici di esecuzione della strategia Eni di net zero emission al 2050: Natural Resources impegnata a massimizzare il valore e decarbonizzare gli asset O&G; Energy Evolution volta a sviluppare i nuovi business di rinnovabili ed economia circolare, e ad attuare la trasformazione industriale degli asset legacy.

Nel complesso, il piano 2022-2025 proietta un Gruppo con fondamentali robusti e una redditività in crescita, grazie alla strategia di trasformazione adottata in risposta al downturn che, da un lato, ha aumentato la resilienza dei business tradizionali e la loro capacità di generare cassa, e, dall'altro, ha posto le basi per una fase di forte sviluppo dei business della transizione che fa perno sull'integrazione di tecnologie, su nuovi modelli di business e sulla stretta collaborazione con gli stakeholders. I risultati attesi nel prossimo quadriennio renderanno ancora più solida la strategia Eni di carbon neutrality al 2050 grazie alla crescente visibilità dei target intermedi e delle tappe di avvicinamento.

EXPLORATION & PRODUCTION

La strategia Eni nell'upstream prevede, nel rispetto dell'obiettivo di riduzione dell'impronta carbonica, la massimizzazione dei ritorni e della generazione di cassa facendo leva sulla valorizzazione di un portafoglio ottimizzato di asset, esclusivamente convenzionali, caratterizzati da modularità dei progetti, accelerato time-to-market e limitata esposizione oltre il medio termine.
L'evoluzione del mix produttivo prevede la componente gas al 60% nel 2030 e ad oltre il 90% dopo il 2040. Le emissioni nette Scope 1 e 2 delle attività upstream calcolate in base alla produzione equity sono previste azzerarsi nel 2030 facendo leva, oltre che sull'efficienza energetica, sui progetti in ambito Natural Climate Solutions che assicureranno la compensazione delle emissioni residue. Altro driver per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e lo stoccaggio geologico della CO_2 con un target di circa 10 milioni di tonnellate annue al 2030 in quota Eni.

Il Piano 2022-25 prevede la crescita della generazione di cassa e la riduzione progressiva della cash neutrality fino a livelli di Brent di circa 25 $/barile attraverso:

- la crescita delle produzioni nel periodo 2021-2025 a un tasso medio annuo del 3% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
- la capital discipline con una spesa media di circa €4,5 miliardi per anno nel quadriennio 2022-2025 caratterizzata da elevata flessibilità (>45% capex uncommitted nel periodo 2024-2025);
- l'ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Global Gas & LNG Portfolio per la valorizzazione del gas equity;
- la massimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa;
- la valorizzazione e razionalizzazione del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2,2 miliardi di boe di risorse al costo unitario inferiore a 1,5 $/barile; l'esplorazione sarà focalizzata (circa 90%) in aree limitrofe a campi in produzione near-field e a infrastrutture esistenti o di prossima entrata in esercizio e sarà un driver strategico nel percorso di decarbonizzazione allineando il portafoglio di risorse agli obiettivi di mix produttivo e di profili emissivi di medio-lungo termine.

La generazione di cassa sarà, inoltre, sostenuta dalla trasformazione del portfolio con l'uscita da asset marginali e/o ad elevato break even e la focalizzazione su asset ad elevata generazione di cassa e la creazione della business combination in Angola e la quotazione di Vår Energi, allo scopo di ridurre l'esposizione finanziaria e consentire una crescita più accelerata degli asset.
Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2022-2025 pari a circa €29 miliardi.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Nell'orizzonte di Piano, GGP proseguirà nella strategia di massimizzare i ritorni facendo leva sulle flessibilità del portafoglio gas attraverso azioni di ottimizzazione e rinegoziazione. Nella attuale situazione, GGP farà inoltre leva su portafoglio, capacità e relazioni commerciali per rafforzare e diversificare l'approvvigionamento nazionale. L'altro driver di crescita e di creazione di valore è l'espansione nel business LNG attraverso lo sviluppo in nuovi mercati a premio ed in crescita in Middle East/Far East e la sempre maggiore integrazione con il business upstream per la valorizzazione del gas equity in Congo, Angola, Egitto, Indonesia, Nigeria e Mozambico grazie al terminale strategico di Damietta. Il portafoglio di volumi LNG contrattualizzati attesi sarà superiore a 15 mln ton/a nel 2025. Alla creazione di valore contribuirà anche la valorizzazione delle partecipazioni dei gasdotti.
Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow cumulato 2022-2025 pari a circa €2,7 miliardi.

REFINING & MARKETING

La strategia del settore Refining & Marketing è focalizzata sullo sviluppo della capacità di bioraffinazione, prevista quasi raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno nel 2025 e crescere ulteriormente fino a raggiungere la capacità di 6 milioni di tonnellate per anno nel prossimo decennio; le bioraffinerie saranno alimentate esclusivamente con cariche palm oil free di II e III generazione entro il 2023. Nel marketing retail è prevista l'evoluzione graduale del mix di prodotti venduti, raggiungendo al 2050 il 100% della vendita di prodotti decarbonizzati.

Il Piano 2022-25 prevede:

- la diversificazione dell'offerta green attraverso (i) il potenziamento della raffinazione "bio" con l'aumento della capacità di lavorazione fino a 2 milioni di tonnellate nel 2025, palm oil free dal 2023 a beneficio di olii di seconda generazione non in competizione con la catena alimentare e altre cariche innovative (rifiuti/residui) che copriranno circa il 90% della carica al 2025; (ii) lo sviluppo del business del biometano; (iii) l'ampliamento della capacità di produzione di SAF (Sustainable Aviation Fuel);
- la crescita del marketing in Europa privilegiando segmenti ad alta marginalità, il potenziamento dell'offerta di carburanti alternativi, l'ulteriore sviluppo dei servizi non-oil nel retail e, più in generale, la promozione della mobilità sostenibile attraverso un soggetto dedicato.

CHIMICA

La strategia di lungo termine di Eni punta a ridurre in maniera significativa l'esposizione del business chimico alla volatilità del ciclo e del costo della carica petrolifera attraverso la specializzazione del portafoglio prodotti e lo sviluppo e integrazione della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo chimico/meccanico.

Il Piano 2022-25 prevede:

- la progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il "compounding" per ridurre la volatilità dei margini;
- lo sviluppo della chimica da rinnovabili e l'espansione di iniziative di economica circolare, in particolare riciclo meccanico e chimico anche attraverso il ricorso a partnership;
- la progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando l'efficienza energetica.

PLENITUDE

Le principali linee strategiche di medio/lungo termine prevedono lo sviluppo sinergico della capacità installata per la produzione di energia da fonti rinnovabili con target di 15 GW al

2030 e di 45 GW al 2050 e del portafoglio di clienti retail fino a superare 20 milioni di contratti di fornitura al 2050 attraverso la selezione delle aree di espansione delle rinnovabili legata alla presenza dei nostri clienti oltre allo sviluppo delle attività nelle aree in cui Eni già opera. Nel 2040 è prevista la fornitura ai clienti retail di prodotti decarbonizzati provenienti dal portafoglio Eni (energia da rinnovabili e biometano) e di servizi di nuova generazione.

Il Piano 2022-25 prevede:
- l'IPO di Plenitude e la creazione di un modello di business unico che combina la produzione da rinnovabili, la vendita di energia e servizi energetici a clienti retail e una rete capillare di punti di ricarica per veicoli elettrici; l'operazione rappresenta uno dei passaggi strategici verso l'azzeramento delle emissioni GHG Scope 3 associate ai nostri clienti retail;
- la realizzazione di oltre 6 GW di capacità installata al 2025;
- crescita del portafoglio clienti con l'obiettivo di superare 11 milioni di punti di fornitura nel 2025 facendo leva sullo sviluppo internazionale e sulla crescita del portafoglio clienti power;
- il focus su business legati all'efficienza energetica e alla generazione distribuita fotovoltaica e lo sviluppo del mercato E-Mobility con l'obiettivo di raggiungere circa 30 mila colonnine al 2025.

POWER

Il Piano 2022-25 prevede:
- la massimizzazione dei risultati power grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione e il ricorso ad investimenti mirati;
- l'individuazione e sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche a basso impatto carbonico.

PIANO INVESTIMENTI

Il Piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, prevede investimenti complessivi per circa €28 miliardi ed è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità con più del 55% di investimenti nel biennio 2024-25 non ancora contrattualizzati. In coerenza con gli obiettivi di medio e lungo termine e per alimentare il processo di decarbonizzazione della società, Eni pianifica investimenti in fonti rinnovabili, di efficienza energetica, economia circolare e abbattimento del flaring di oltre €7 miliardi.

L'esecuzione della strategia combinata con una rigorosa disciplina finanziaria e l'ottimizzazione del portafoglio di attività consentirà di rafforzare ulteriormente la struttura finanziaria a supporto dell'accelerazione della crescita dei business green e della remunerazione dei nostri azionisti al top dell'industria.

POLITICA DI REMUNERAZIONE

Eni intende garantire agli azionisti ritorni competitivi attraverso una politica di remunerazione progressiva, con distribuzioni crescenti in funzione dello scenario. Il dividendo è articolato in una componente floor di €0,36 per azione con un prezzo minimo del Brent di 43 $/bbl e in una variabile che aumenta secondo una scala per fasce di prezzo, semplificata e migliorata rispetto al 2021, fino a 80 $/bbl. Per il 2022 in considerazione dei progressi strategici, della solidità finanziaria e dell'andamento dello scenario, Eni prevede un dividendo di €0,88 per azione al prezzo di riferimento 2022 di 80 $/bbl e l'attivazione di un programma di buy-back da €1,1 miliardi.
Per prezzi superiori a 90 $/bbl, privilegiamo lo strumento del buy-back dell'azione quale modalità di redistribuzione del surplus di cassa, attribuendo fino al 30% del free cash flow incrementale derivante da eventuali revisioni da parte del management, a luglio e ottobre, del prezzo di riferimento 2022.

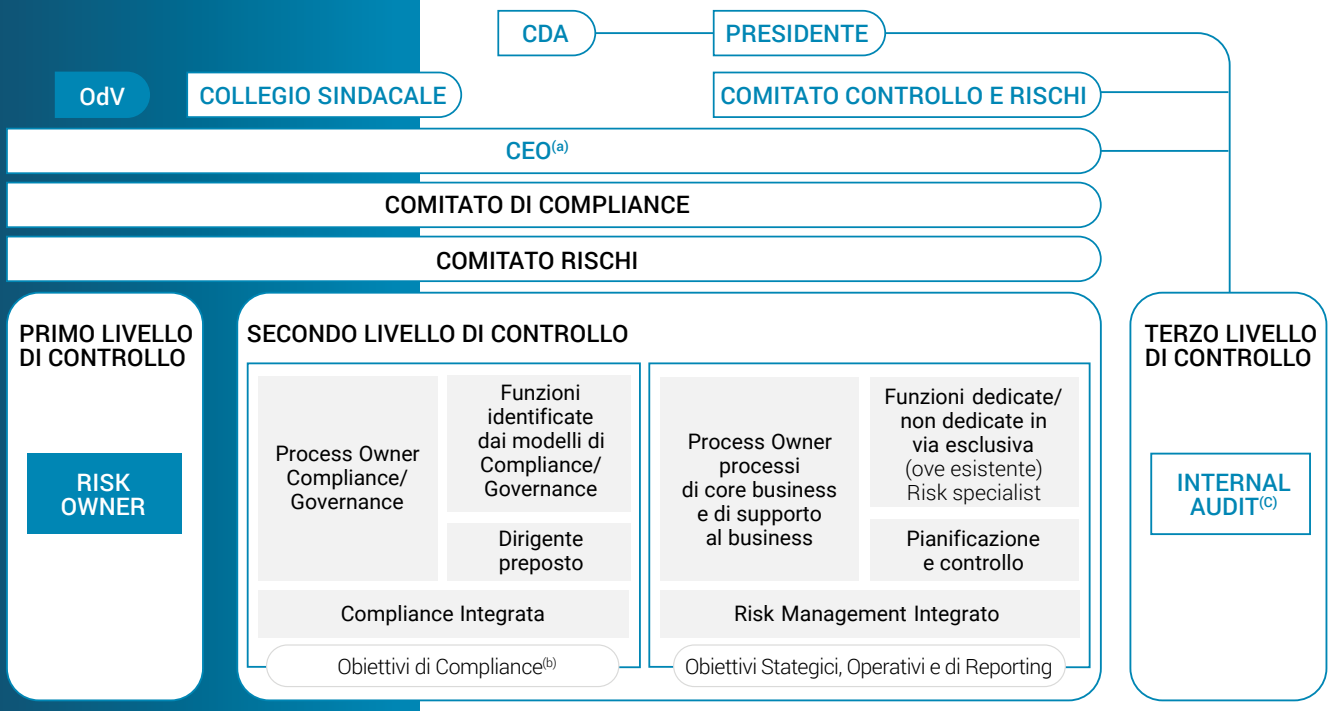
Risk Management Integrato

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizza o ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica. Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva sul principio di terzietà delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantifi azione delle mitigazioni) per migliorare l'effi acia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico e degli obiettivi di medio e lungo termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.

Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 42), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della società. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.



(a) Amministratore incaricato dell'istituzione e mantenimento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.
(b) Inclusi gli obiettivi di attendibilità dell'informativa finanziaria.
(c) Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatto salvo quanto previsto in relazione alla nomina, revoca, remunerazione e risorse e la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato dell'istituzione e mantenimento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

Il processo di Risk Management Integrato

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio e lungo termine. RMI supporta il management nel processo decisionale rafforzando la consapevolezza del profilo di rischio e delle relative mitigazioni. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sottoprocessi: (i) Risk Governance, metodologie e strumenti (ii) Risk Strategy, (iii) Integrated Risk Management, (iv) Risk Knowledge, formazione e comunicazione.

Risk Governance, metodologie e strumenti

Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (**risk strategy**) attraverso la definizione di proposte di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento, l'analisi del profilo di rischio sotteso alla proposta di Piano e l'individuazione delle principali azioni con efficacia de-risking dei top risk dell'azienda. Le risultanze delle attività sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a gennaio 2021.

Risk Strategy

Il sottoprocesso **"Integrated Risk Management"** prevede: cicli periodici di risk assessment e monitoraggio (Integrated Risk Assessment) per la comprensione dei rischi assunti sulla base degli obiettivi strategici e di medio-lungo termine e delle azioni definite per raggiungerli; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Mgmt) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse (ICR) che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di maggior rilievo (Integrated Project Risk Mgmt e M&A).

Integrated Risk Management

I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

I rischi con impatto economico/finanziario sono analizzati anche in ottica integrata sulla base di modelli quantitativi che consentono di definire su basi statistiche la distribuzione dei flussi a rischio oppure di simulare l'impatto aggregato dei rischi a fronte di ipotetici scenari futuri (what if analysis o stress test).
Nel corso del 2021 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 125 società controllate presenti in 43 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business.

Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2021. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento attuate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2021.

Risk Knowledge, formazione e comunicazione

Il sottoprocesso **risk knowledge, formazione e comunicazione** è volto ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, a rafforzare un linguaggio comune tra le risorse che operano in ambito risk management, trasversalmente ai diversi business di Eni, nonché la condivisione delle informazioni e delle esperienze anche attraverso lo sviluppo di una Comunità di Pratica.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento).

Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento

RISCHIO STRATEGICO

SCENARIO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Scenario Prezzi commodity, visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Interventi volti a migliorare la resilienza (riduzione della cash neutrality), la flessibilità (in termini di decisioni di investimento) e l'efficienza (capital discipline e azione sui costi di struttura) dell'azienda;
- accrescimento del valore attraverso l'incremento delle produzioni, azioni di M&A e business combination;
- sviluppo di iniziative integrate per la valorizzazione del gas equity (pipe ed LNG) facendo leva sulle competenze commerciali, sull'accesso ai mercati di sbocco e di trading;
- strategie mirate di hedging del prezzo del gas equity e copertura delle esposizioni commerciali con limiti di Value at Risk approvati dai vertici aziendali;
- massimizzare le attività di ottimizzazione/copertura del portafoglio cogliendo appieno il valore legato alla accresciuta volatilità dei mercati gas e flessibilizzazione prelievi fisici;
- massimizzazione sinergie tra capacità di generazione elettrica da rinnovabili in sviluppo e portafoglio clienti power (energy management integrato ed hedging con portafoglio clienti);
- ottimizzazione assetti produttivi tradizionali e sviluppo business green, bio e da riciclo.

CLIMATE CHANGE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Climate change, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto;
- piano di medio e lungo termine al 2050, che coniuga linee guida di sviluppo dei business per la progressiva trasformazione industriale con obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni GHG associate ai prodotti energetici venduti da Eni nonché compensazione delle emissioni; piano quadriennale con previsione per ciascun business di azioni operative a sostegno e per l'attuazione della trasformazione industriale indicata nel piano di medio e lungo termine;
- verifica della resilienza del portafoglio attraverso stress test basati su scenari low carbon;
- flessibilità della strategia e degli investimenti;
- diversificazione con sviluppo di nuovi business/prodotti;
- piani di incentivazione del management di breve termine e lungo termine che includono obiettivi legati alla "climate strategy" coerenti con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico;
- leadership nella disclosure e adesione a iniziative internazionali;
- ruolo chiave della ricerca low carbon e dello sviluppo tecnologico.

ESPOSIZIONE SU CONTRATTI A LUNGO TERMINE

(CONTRATTI LONG TERM SUPPLY GAS)

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contratti long term supply gas, riferito al possibile disallineamento del costo di fornitura e dei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti rispetto alle attuali condizioni di mercato.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Utilizzo di un portafoglio supply diversificato anche attraverso la rinegoziazione di prezzi-volumi;
- bilanciamento del portafoglio attraverso vendita agli Hub, sia in Italia sia nel Nord Europa, dei volumi non destinati ai normali canali commerciali;
- presidio continuo nella gestione degli arbitrati e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.

Obiettivi aziendali: REDDITIVITÀ AZIENDALE | CORPORATE REPUTATION | RAPPORTI CON STAKEHOLDER, SVILUPPO LOCALE

RISCHIO STRATEGICO

CONTRAZIONE DOMANDA/ CONTESTO COMPETITIVO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contrazione domanda/contesto competitivo, riferito al possibile verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: i) ridurre volumi di vendita, ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti, iv) comportare revisioni contrattuali non pianificate.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Ottimizzazione gestione portfolio dei volumi equity, anche in relazione alle diverse dinamiche dei mercati finali;
- allineamento del portafoglio supply ai prezzi di mercato;
- massimizzazione dei volumi in export degli impianti LNG in portafoglio;
- strategia di copertura delle esposizioni differenziata per mercato commodity e monitorata giornalmente;
- integrazione attività midstream e upstream e gestione in ottica di portafoglio dei volumi gas equity, per favorire la massimizzazione del relativo valore; individuazione progetti a basso break even e veloce time-to-market;
- consolidamento quota mercato rete Italia con riqualificazione rete Italia di proprietà su livelli premium;
- evoluzione verso la stazione dei Servizi alla Mobilità con offerta integrata di vettori e servizi;
- specializzazione portafoglio chimica verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione filiera a valle verso compounding;
- sviluppo piattaforme chimica da rinnovabili e riciclo;
- crescita organica portafoglio clienti all'estero e ribilanciamento gas/power customer base in Italia con azioni Anti-Churn;
- fidelizzazione della customer base retail, anche attraverso la massimizzazione del contributo dei business legati alla fornitura di servizi per l'efficienza energetica e alla generazione distribuita e della E-mobility;
- consolidamento della posizione di mercato nel settore delle rinnovabili in particolare nei Paesi di presenza retail attraverso lo sviluppo della pipeline di progetti acquisiti;
- aumento della flessibilità delle centrali elettriche tramite investimenti mirati, specializzazione sul mercato della capacità e sviluppo nuovi servizi, assicurando la migliore integrazione con le altre linee di business.

RISCHIO ESTERNO

BIOLOGICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Biologico-diffusione di pandemie ed epidemie, riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie e al deterioramento delle infrastrutture sanitarie e della capacità di risposta sanitaria.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta;
- predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) finalizzato anche alla definizione di un business continuity plan;
- misure restrittive e di prevenzione (anche attraverso modalità alternative di lavoro) con smart working per la popolazione Eni in Italia e all'estero articolato in base alla situazione epidemiologica;
- coordinamento e centralizzazione dell'approvvigionamento dei dispostivi di protezione e dei dispostivi medici;
- gestione centralizzata dei servizi di emergenza sanitaria internazionale.

GEOPOLITICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Geopolitico, riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi;
- monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;
- valorizzazione presenza Eni con attenzione a tematiche economiche e sociali dei Paesi.

RISCHIO ESTERNO

PAESE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Instabilità politica e sociale, riferito sia all'instabilità politica e sociale, sia a eventi criminali/ bunkering all'interno del Paese verso Eni e consociate, con potenziali ricadute in termini di minori produzioni, ritardi nei progetti, potenziali danni a persone e asset.
Global security risk, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali. **Credit & Financing Risk,** relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Diversificazione geografica del portafoglio con uscita da asset marginali nonché acquisizioni mirate e sinergiche di nuovi asset;
- relazioni istituzionali e negoziazioni con Ministeri/Autorità locali;
- presenza di un sistema di gestione dei rischi di security con analisi di misure preventive specifiche per Paese e per sito e implementazione di piani di emergenza finalizzati alla massima sicurezza delle persone e della gestione di attività ed asset;
- stipula di piani di rientro specifici per Paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;
- richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie.

NORMATIVO SETTORE ENERGY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Normativo Settore Energy, riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Monitoraggio continuo delle dinamiche legislative e regolatorie; dialogo con le istituzioni e relazioni esterne per rappresentare la posizione Eni;
- definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa: aumento capacità delle bioraffinerie e diversificazione feedstock e prodotti (phase out olio di palma, agro biofeedstock, produzione Biojet a Livorno e a Gela, sviluppo biometano); sviluppo chimica da fonti rinnovabili e sviluppo prodotti da riciclo meccanico avanzato; fornitura ai clienti retail di servizi di efficienza energetica, sviluppo generazione distribuita e sinergie con il business rinnovabili.

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER LOCALI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rapporti con gli stakeholder locali.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano quadriennale e dei piani di incentivazione del management;
- gestione degli stakeholder tramite approccio sostenibile all'attività e progetti di sviluppo sociale e territoriale;
- valorizzazione del local content, accordi di collaborazione con enti internazionali (FAO, UNDP, UNESCO, UNIDO…);
- continuo dialogo con le istituzioni locali e il territorio;
- rispetto e promozione Diritti Umani attraverso operatività del Modello di gestione dei Diritti Umani, analisi di impatto sui Diritti Umani nei processi di business.

PERMITTING

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Permitting, riferito al verificarsi di possibili ritardi o mancato rilascio di autorizzazioni, rinnovi o permessi da parte della Pubblica Amministrazione con impatti su tempi e costi di progetto nonché ricadute in termini sociali, ambientali e di immagine e reputazione.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Dialogo costante con le Istituzioni anche a fini di proposta normativa;
- audizioni presso le commissioni parlamentari;
- coinvolgimento continuo fin dalle prime fasi delle autorità e degli stakeholder su obiettivi e progress di progetto;
- trasferimento e **condivisione del know-how** con gli enti coinvolti, anche attraverso un maggior coinvolgimento degli organi tecnici;
- presidio e monitoraggio degli iter autorizzativi settoriali con gli Enti locali competenti;
- visite/sopralluoghi dei rappresentanti delle istituzioni nei siti interessati;
- acquisizioni di impianti di energia rinnovabile mediante partnership strategiche e operazioni di M&A di progetti già autorizzati;
- avviamento **piattaforma centrale Eni** funzionale alla gestione del processo di **Permitting e Compliance Ambientale dei siti operativi**.

RISCHIO OPERATIVO

INCIDENTI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rischi di **blowout** e altri **incidenti agli asset** upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel **trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra** (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Coperture assicurative;
- real time monitoring per i pozzi;
- monitoraggio proattivo degli eventi incidentali con identificazione dei weak signals in ambito **Process Safety** e completamento delle azioni scaturite da **Audit** e **Risk Assessment** relativi a tematiche di Process Safety;
- improvement tecnologici e operativi e continuo miglioramento nella implementazione del sistema di gestione Asset Integrity Management a prevenzione di incidenti insieme all'incremento dell'affidabilità impianti;
- **specifiche contrattuali standard** (EniVoy per viaggi spot ed EniTime per viaggi charter); sub-noleggi di navi Time Charter a controparti qualificate e sulla base di standard contrattuali internazionali;
- **vetting:** gestione e coordinamento delle attività rilevanti per la valutazione, l'ispezione la selezione tecnica navi e rating operatori e assegnazione di un rating agli operatori;
- Contract Risk Management (Pre/Post award);
- formazione continua.

CYBER SECURITY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Cyber Security & Spionaggio industriale, riferito al verificarsi di attacchi informatici capaci di compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché di favorire la sottrazione di informazioni sensibili per Eni.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- potenziamento delle infrastrutture e dei servizi di Cyber Security Operations con un nuovo modello di gestione, l'estensione dei servizi all'ambito cloud e il rafforzamento delle tecnologie dedicate alla detection & reaction degli attacchi;
- Cyber Threat Intelligence: analisi ed investigazioni atte ad individuare in modo proattivo anomalie, minacce e violazioni cyber aventi come oggetto account, assets o informazioni societarie;
- costante aggiornamento e adeguamento dei presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;
- potenziamento delle infrastrutture critiche in Italia attraverso l'esecuzione di specifici programmi di Protezione Cyber e di Enforcement tecnologico e di monitoraggio per le consociate estere volti a indirizzare e implementare misure e soluzioni tecnologiche in ambito Cyber Security;
- rafforzamento della cultura aziendale in ambito Cyber Security con particolare attenzione ai comportamenti chiave da adottare (es. smart working sicuro).

INDAGINI E CONTENZIOSI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contenziosi in materia ambientale e salute e sicurezza, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation.
Coinvolgimento in indagini e contenziosi in materia di corruzione.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere;
- monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- attività di formazione interna a tutti i livelli sulle tematiche di interesse;
- presidio dei rapporti con la Pubblica Amministrazione e definizione di percorsi per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio;
- costante confronto con il Ministero dell'Ambiente sugli iter autorizzativi nell'ambito delle attività di bonifica;
- continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica;
- iniziative di comunicazione mirate;
- attività di audit sulla compliance alle normative anticorruzione e 231;
- collaborazione con gli stakeholder e con la Pubblica Amministrazione (es. ministeri, Istituto Superiore di Sanità, università, etc.).

Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance[1], elemento fondante del modello di business della Società.
Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo.
Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.
A partire dal 1° gennaio 2021 Eni applica le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance 2020, cui il Consiglio di Amministrazione di Eni ha aderito il 23 dicembre 2020.
Il Codice di Corporate Governance individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli.

Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder. In tale ottica, una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. Nel corso del 2021 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale, pur in presenza di un contesto emergenziale che ha reso meno immediato il contatto, da ultimo anche in sede assembleare. Agli azionisti sono stati comunque garantiti tutti i diritti di legge e ulteriori strumenti informativi al fine di consentire il maggior coinvolgimento possibile.
Inoltre, in linea con i principi definiti dal Consiglio di Amministrazione, Eni si impegna a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza, partecipando ad iniziative per migliorare il proprio sistema. Tra le varie iniziative, nel corso del 2021, si segnala, in particolare, la partecipazione a gruppi di lavoro per l'approfondimento di temi legati all'applicazione del nuovo Codice, tra cui quella all'Osservatorio sulle politiche di dialogo con gli azionisti, istituito da Assonime (l'Associazione delle società italiane per azioni) per offrire una sede di confronto permanente tra le società quotate chiamate a definire una politica di dialogo con gli azionisti, come previsto dal Codice di Corporate Governance. Il percorso di approfondimento della tematica, anche attraverso l'analisi delle politiche di engagement adottate dagli investitori istituzionali e dai gestori di attivi nonché dalle associazioni di categoria rappresentative, hanno condotto all'elaborazione di una politica per il dialogo con gli azionisti, approvata l'8 marzo 2022 dal Consiglio di Amministrazione di Eni, su proposta della Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato.

La Corporate Governance di Eni

Modello di governance Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Nomina e composizione degli organi sociali

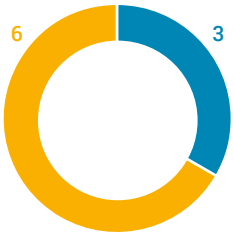
Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica[2], nominati nel maggio 2020 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2022, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, redatta ai sensi dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/1998 e pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.
(2) Si segnala che, a seguito delle dimissioni rassegnate il 1° settembre 2020 di uno dei Sindaci effettivi e al subentro di uno dei Sindaci supplenti, l'Assemblea del 12 maggio 2021 ha provveduto all'integrazione del Collegio Sindacale attraverso la nomina di un Sindaco effettivo e di un Sindaco supplente per la durata del mandato del Collegio Sindacale in carica.

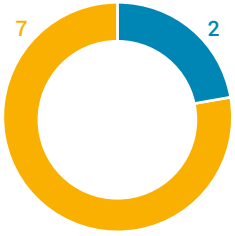
superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienze e competenze, anche avuto riguardo alle strategie della Società, alla sua trasformazione e al percorso di transizione energetica. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato. Anche il Collegio Sindacale ha espresso agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle ultime valutazioni effettuate il 17 febbraio 2022, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7[3] dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi e tra i quali figura la Presidente) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

COMPOSIZIONE CDA

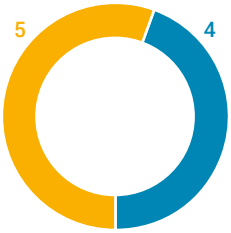
Lista di provenienza



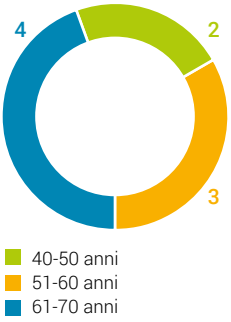
Indipendenza[(a)]



Diversità di genere



Fasce di età[(b)]



(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge e di autodisciplina.
(b) Dati al 31 dicembre 2021.

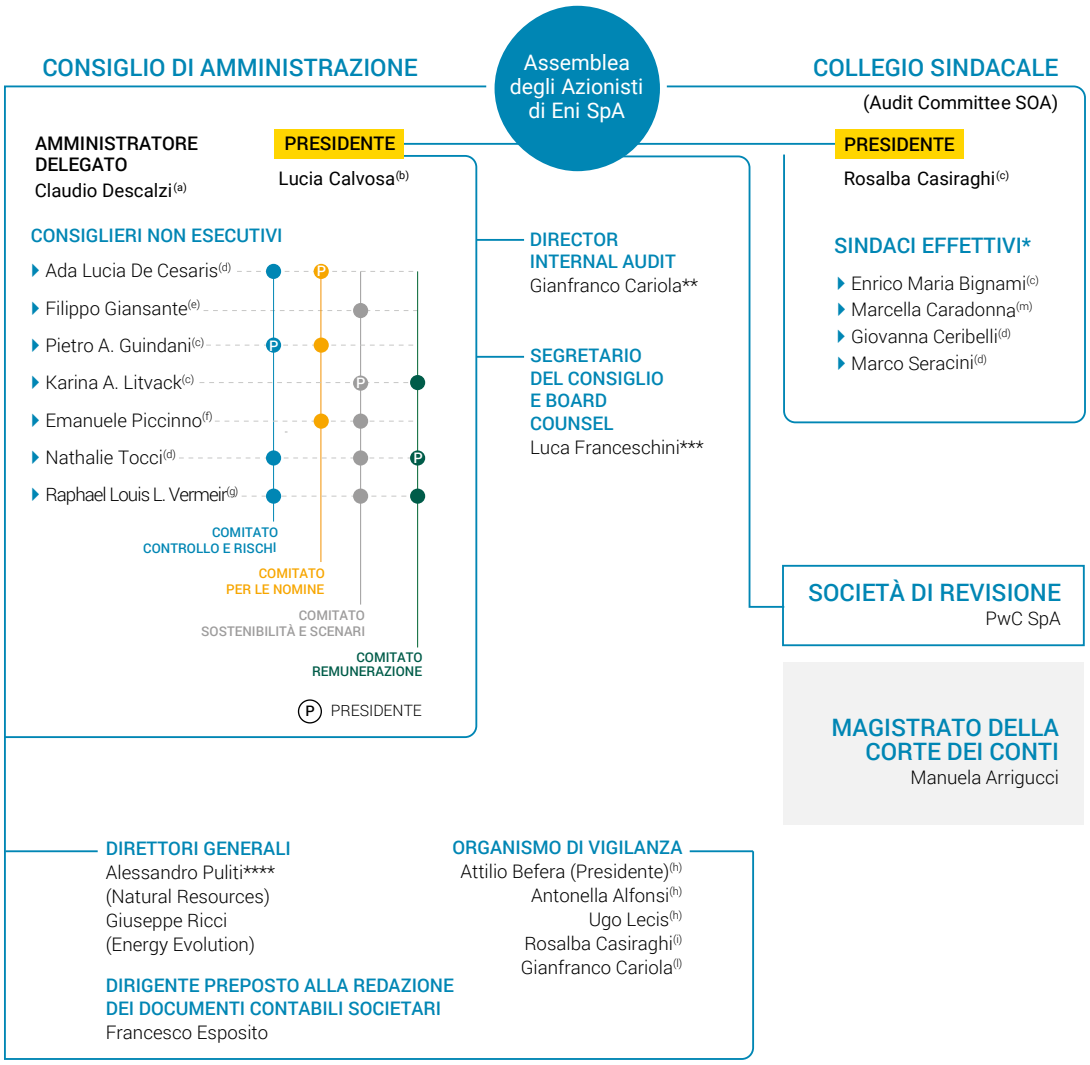
La struttura del Consiglio

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato il 14 maggio 2020 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi[4], il Comitato Remunerazione[5], il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.
Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di

(3) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia e ai sensi del Codice di Corporate Governance.
(4) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziario o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento della nomina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 2 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possedevano l'esperienza sopra indicata.
(5) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento della nomina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che tutti e 3 i componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Corporate Governance e del proprio Regolamento.

Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato, nomina, revoca, remunerazione e risorse – fermo il supporto al Consiglio del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato per le Nomine, per quanto di competenza, e sentito il Collegio Sindacale – gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è inoltre coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile Risk Management Integrato e il Responsabile Compliance Integrata. Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio[6]. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Corporate Governance, e la Presidente vigila sulla sua indipendenza.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2021:

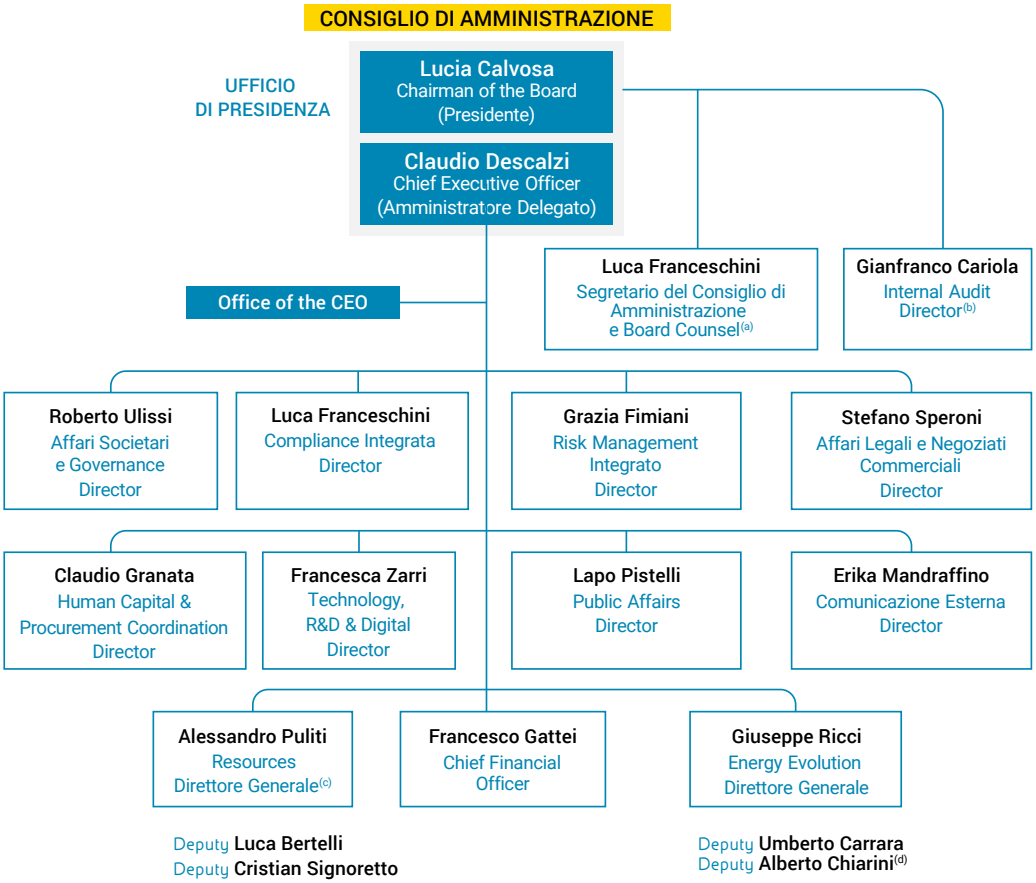


(a) Componente eletto dalla lista di maggioranza.
(b) Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge e, dal 1° aprile 2021, di autodisciplina.
(c) Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
(d) Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
(e) Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.
(f) Componente eletto dalla lista di maggioranza, indipendente ai sensi di legge e, dal 17 febbraio 2022, di autodisciplina.
(g) Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina. Dal 29 aprile 2021 è lead independent director.
(h) Componente esterno.
(i) Presidente del Collegio Sindacale.
(l) Director Internal Audit.
(m) Componente eletta il 12 maggio 2021 su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze, indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.

* Sindaci supplenti: Roberto Maglio - componente eletto il 12 maggio 2021 su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze; Claudia Mezzabotta - componente eletta dalla lista di minoranza.
** Dal 1° aprile 2021.
*** Anche Director Compliance Integrata.
**** Dal 7 febbraio 2022 il Direttore Generale Natural Resources è Guido Brusco.

(6) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Board Counsel, allegato al Regolamento del Consiglio di Amministrazione è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 31 dicembre 2021:



(a) Il Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente.
(b) Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato dell'istituzione e mantenimento al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Gianfranco Cariola è Director Internal Audit dal 1° aprile 2021; fino al 31 marzo 2021 il Director Internal Audit è stato Marco Petracchini.
(c) Dal 7 febbraio 2022 il Direttore Generale Natural Resources è Guido Brusco.
(d) Fino al 4 marzo 2022.

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità[7], controllo interno e gestione dei rischi.

Assetti organizzativi

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, inclusi alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance. In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una funzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla funzione Legale. Inoltre, a giugno 2020, il Consiglio ha ridefinito la struttura organizzativa della Società con la costituzione di due Direzioni Generali (Energy Evolution e Natural Resources), varando un nuovo assetto coerente con la mission aziendale e funzionale al raggiungimento degli obiettivi strategici.
Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Responsabile Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza. A tal fine, il Consiglio è supportato dal Comitato per le Nomine.

(7) Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

Flussi informativi
Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e, anche tramite singoli componenti, alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi, assicurando con quest'ultimo uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti. L'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi verso il Consiglio di Amministrazione è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

Formazione e autovalutazione
Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")[8], di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati.

Con riferimento all'esercizio 2020, l'autovalutazione – del cui svolgimento si è dato atto nella Relazione dello scorso anno – si è conclusa nella riunione del 27 maggio 2021, con la presentazione, da parte del consulente, degli esiti del processo di autovalutazione, che ha rilevato, tramite utilizzo di questionari e interviste individuali, le caratteristiche di ruolo, responsabilità, dimensione, composizione e funzionamento del Consiglio e dei suoi Comitati. In tale riunione, sulla base degli esiti dell'autovalutazione, è stato approvato un action plan con alcune valutazioni e proposte di miglioramento dell'attività del Consiglio.

Con riferimento all'esercizio 2021, l'autovalutazione si è svolta in continuità rispetto al precedente esercizio, prendendo spunto dai risultati della Board Review 2020, nonché dalle valutazioni e proposte di miglioramento dell'attività del Consiglio costituenti l'action plan degli esiti dell'autovalutazione. Per l'esercizio 2021 si è stabilito di non procedere con la peer review. Il processo di autovalutazione si è svolto attraverso questionari ed interviste che hanno riguardato in particolare: (i) la dimensione, il funzionamento e la composizione del Consiglio e dei Comitati, tenendo anche conto di elementi quali le caratteristiche professionali, di esperienza, anche manageriale, e di diversità, anche di genere, dei suoi componenti, nonché della loro anzianità di carica; (ii) ruolo strategico e di monitoraggio del Piano, incluse le tematiche ESG e il sistema di controllo interno e la gestione dei rischi. L'attività di autovalutazione svolta per il 2021 si è conclusa nella riunione del 17 febbraio 2022, con la presentazione, da parte del consulente, degli esiti del processo, che hanno sia confermato gli elementi di positività, emersi già dalla precedente board review 2020, e il conseguimento delle iniziative di miglioramento espresse nell'action plan, sia evidenziato una ulteriore, molto positiva evoluzione di tutti i temi oggetto di analisi e valutazione. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consi-

(8) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

glieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, completata per cinque volte negli ultimi 9 anni e da ultimo completata contestualmente alla Board Review 2020, rappresenta una best practice fra le società quotate italiane; Eni è stata una delle prime società italiane a effettuarla sin dal 2012. La peer review 2020 ha evidenziato le principali dinamiche che influenzano il funzionamento del team, identificandone anche i numerosi punti di forza insieme alle aree di miglioramento. Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2021 ha svolto la propria autovalutazione.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, si sono tenute numerose sessioni di induction aperte a Consiglieri e Sindaci, nell'ambito di riunioni sia del Consiglio e del Collegio Sindacale sia dei Comitati consiliari, su tematiche di competenza dei Comitati stessi. Nel corso del 2020 e del 2021 l'attività di formazione è proseguita attraverso attività di on going training e induction. In particolare, tra i temi affrontati si segnalano quelli relativi alla struttura aziendale e al suo modello di business, alla mission e al percorso di decarbonizzazione di Eni, alla sostenibilità, alla governance, alla compliance, al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, a tematiche contabili e fiscali, alla politica di remunerazione e al capitale umano, nonché in tema di normativa interna sulle operazioni con parti correlate, di cybersecurity e sulle strategie di business perseguite dalla Società nei settori di maggiore rilevanza.

La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni rispecchia la volontà della Società di integrare la sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile" indicato dal Codice di Corporate Governance, all'interno del proprio modello di business. Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle politiche e delle strategie di sostenibilità, nell'identificazione di obiettivi annuali, quadriennali e di lungo termine condivisi fra funzioni e società controllate e nella verifica dei relativi risultati, che vengono anche presentati all'Assemblea degli azionisti. In particolare, un tema centrale su cui il CdA riveste un ruolo chiave è la sfida legata al processo di transizione energetica verso un futuro low carbon[9].

Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo al 2021, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2022[10] ha fornito giudizi estremamente positivi. Peraltro, si segnala che anche nel processo di autovalutazione relativo al 2020, conclusosi il 27 maggio 2021, le tematiche ESG avevano rappresentato un punto specifico di attenzione, e, in particolare, vi è stato un giudizio positivo del Consiglio sulla comprensione e attenzione a tali temi, che verranno continuativamente approfonditi e dettagliati.
Inoltre, nell'ottica del perseguimento del successo sostenibile il Consiglio di Amministrazione di Eni, in linea con il Codice di Corporate Governance 2020 promuove il dialogo con gli azionisti e gli altri stakeholders rilevanti per la Società. In particolare, come già indicato, il Consiglio, su proposta della Presidente, formulata d'intesa con l'Amministratore Delegato, ha adottato la politica per la gestione del dialogo con la generalità degli azionisti , anche al fine di assicurare una comunicazione ordinata e coerente. Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti

(9) Per approfondimenti sul ruolo del CdA nel processo di transizione energetica e nel perseguimento del successo sostenibile si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.
(10) Sulla scorta degli esiti del processo di autovalutazione relativo all'ultimo anno di mandato del precedente Consiglio, relativi anche alla tematica del cambiamento climatico e del ruolo del Consiglio rispetto a questa sfida futura, il Consiglio uscente aveva espresso agli azionisti il proprio orientamento sulla composizione del futuro Consiglio che aveva evidenziato l'opportunità della presenza nel Consiglio da nominare, tra l'altro, di professionalità in possesso di competenze ed esperienze adeguate per una piena condivisione del percorso di decarbonizzazione nonché, con specifico riferimento al tema della transizione energetica e alla sua centralità nel piano strategico di Eni, l'importanza di professionalità con esperienza in contesti di cambiamento strategico di analoga complessità su scala globale, e "soft skills" quali la capacità di integrare le tematiche di sostenibilità nella visione del business, ha fornito agli Amministratori l'occasione di riflettere in maniera specifica sulle tematiche ESG ed al loro recepimento nelle policy interne, nonché sul Piano e sulla strategia di transizione energetica, sul cambiamento climatico, e sulla sostenibilità in generale, tematiche nei confronti delle quali il Consiglio.

Umani: nel 2021 Eni ha proseguito il percorso intrapreso che aveva portato all'approvazione della Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani da parte del CdA di Eni a dicembre 2018, tra l'altro implementando il modello di gestione finalizzato a garantire lo svolgimento del processo di due diligence secondo gli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP).
Inoltre, proseguendo nel percorso di trasformazione, nel mese di settembre 2019 il CdA di Eni ha approvato una nuova Mission aziendale, che prende ispirazione dai 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e mette in luce i valori di Eni relativi al clima, all'ambiente, all'accesso all'energia, alla cooperazione e alle partnership per lo sviluppo, al rispetto delle persone e dei diritti umani. La mission evidenzia i principi che sono alla base del modello di business dell'azienda volto all'integrazione della sostenibilità in tutte le attività dell'azienda e che ha riguardo, oltre che per clima e ambiente, anche per la crescita, la valorizzazione e la formazione delle risorse umane, considerando la diversità come opportunità.

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2021

- Strategia finanziaria di sostenibilità e reportistica di sostenibilità 2021
- Rendicontazione di sostenibilità 2020: "Eni for"
- Aggiornamento dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act" e dell'Australian "Modern Slavery Act"
- Relazione Finanziaria 2020, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance
- Risultati HSE 2020
- Piano quadriennale e di lungo termine (che include obiettivi sui temi non finanziari)

Grazie al crescente impegno nella trasparenza ed al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile nel lungo termine, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG[11].
In particolare, si segnala che nel 2021 Eni è stata inserita nell'indice MIB® ESG di Borsa Italiana, il nuovo indice di Borsa Italiana dedicato alle blue chip che eccellono nella performance ESG.

Il Comitato Sostenibilità e Scenari
Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società[12].

(11) Si rimanda al paragrafo "Rapporti con gli azionisti e il mercato" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021 ed alla pagina Investitori del sito per gli aggiornamenti puntuali su indici e rating ESG di rilevanza per i mercati finanziari.
(12) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2021 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni contribuisce alla strategia aziendale, attraverso la definizione di sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico-finanziari, di sostenibilità ambientale e/o sociale e di transizione energetica, definiti in un'ottica di perseguimento dei risultati nel lungo periodo, tenendo conto delle prospettive di interesse dei diversi stakeholder.

La Politica sulla Remunerazione Eni risulta inoltre coerente con il modello di governo societario adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, prevedendo in particolare che la remunerazione degli Amministratori, dei componenti del Collegio Sindacale e dei Direttori Generali e Dirigenti con responsabilità strategica sia funzionale al perseguimento del successo sostenibile della Società e tenga conto della necessità di disporre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto nella società (Principio XV del Codice di Corporate Governance).

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione ai ruoli e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe o per ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità, nell'ambito di panel di aziende nazionali e internazionali comparabili con Eni, anche in relazione al settore di riferimento e alle dimensioni aziendali, attraverso specifici confronti retributivi effettuati con il supporto di fornitori internazionali.
Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative degli azionisti e degli altri stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio. La Politica definita per il mandato 2020-2023 prevede pertanto il mantenimento, nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG (Scope 1+2), nonché, a partire dal 2021, uno specifico indicatore relativo all'incremento della capacità installata nell'ambito delle fonti rinnovabili (peso 12,5%).
Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, prevede inoltre un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa[13].

(13) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n. 58/98.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi[14]
Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate ad una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, al fine di contribuire al successo sostenibile della società.
Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.

La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, aderendo al nuovo Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi (SCIGR), già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario[15].
Tra queste, per rafforzare l'integrazione tra pianificazione strategica e controlli interni e gestione dei rischi, il Consiglio di Amministrazione ha previsto che siano definite, su proposta dell'Amministratore Delegato, e con il supporto del Comitato Controllo e Rischi, nell'ambito del Piano strategico, in coerenza con le strategie della società, delle linee di indirizzo "operative" del SCIGR, ulteriori rispetto al modello SCIGR contenuto nella relativa normativa interna.

È stato previsto, inoltre, che l'attuazione delle linee di indirizzo operative del SCIGR sia sottoposta a un monitoraggio periodico sulla base di una relazione dell'Amministratore Delegato.
Eni si è inoltre dotata di un modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk-based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità.

In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla funzione Compliance Integrata.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia. La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato. Per assicurare la salvaguardia del patrimonio aziendale, la tutela degli interessi degli azionisti e

(14) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.
(15) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

del mercato, così come la trasparenza e l'integrità dei comportamenti, Eni si è dotata – attuando le previsioni regolamentari di Consob – di una normativa in materia di operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate che, il Consiglio di Amministrazione di Eni, ha da ultimo aggiornato, previo parere favorevole e unanime del Comitato Controllo e Rischi, nel corso del 2021. Oltre alle modifiche di adeguamento normativo, si è tenuto conto dell'esperienza applicativa maturata, nonché delle indicazioni dei Comitati consiliari e degli organi di controllo.

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Financial Officer. Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Corporate Governance, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

Natural Resources







Exploration & Production

> 700 mln boe

Nuove risorse esplorative equity scoperte al costo competitivo di 1,3 $/boe

Progetto HyNet

per la cattura/stoccaggio della CO_2 nel Regno Unito. Firmati 19 accordi con imprese locali per lo stoccaggio delle emissioni

Net carbon footprint upstream -26% vs 2018

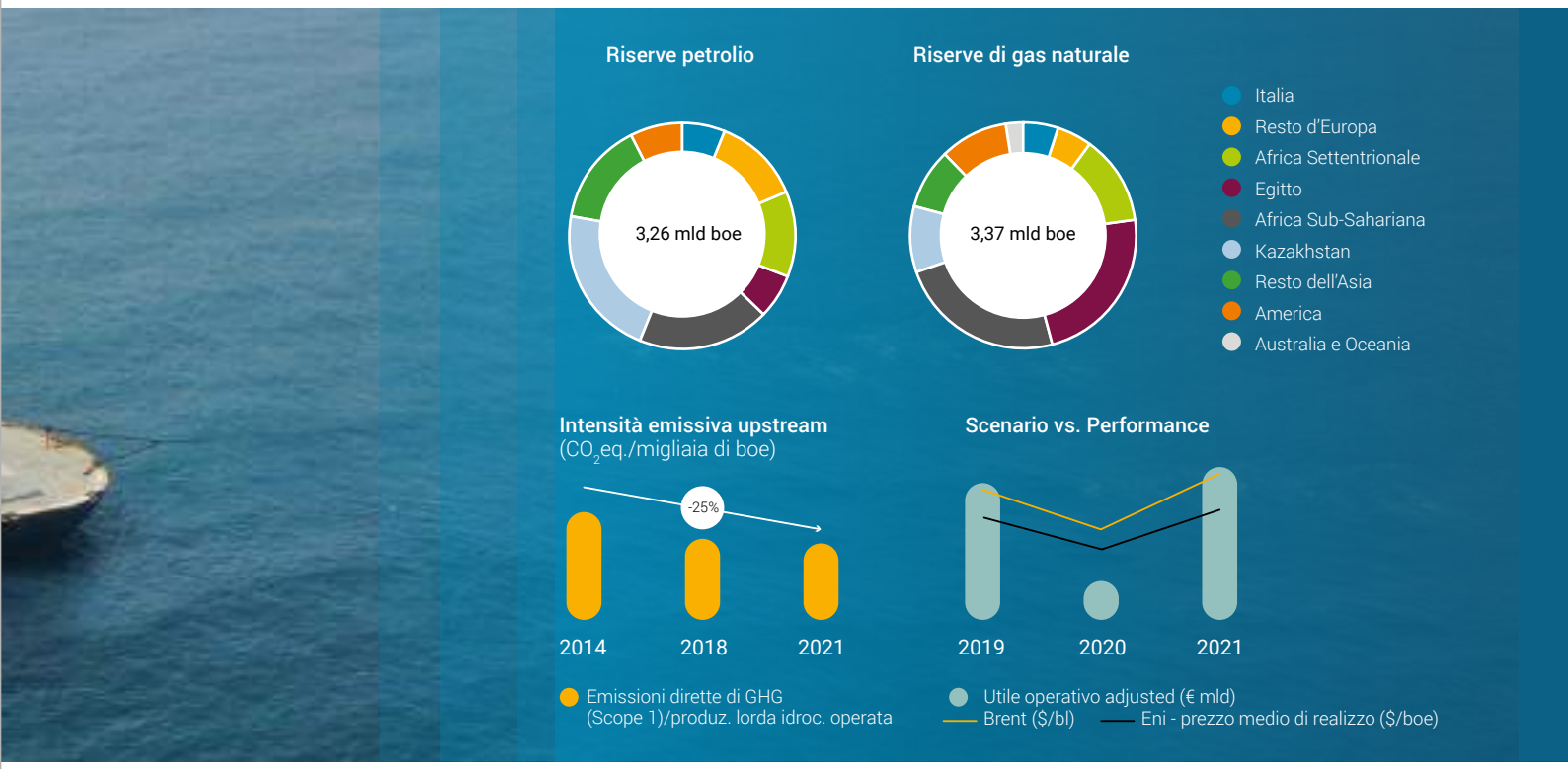
Nel 2021 raggiunti progressi in linea con il nuovo target del -65% nel 2025 e net zero al 2030



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,25**	0,28	0,33
di cui: dipendenti		**0,09**	*0,18*	*0,18*
contrattisti		**0,30**	*0,31*	*0,37*
Profit per boe[b][c]	($/boe)	**4,8**	3,8	7,7
Opex per boe[d]		**7,5**	6,5	6,4
Cash flow per boe		**20,6**	9,8	18,6
Finding & Development cost per boe[c][d]		**20,4**	17,6	15,5
Prezzi medi di realizzo degli idocarburi		**51,49**	28,92	43,54
Produzione di idrocarburi[d]	(migliaia di boe/giorno)	**1.682**	1.733	1.871
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	**6.628**	6.905	7.268
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	**10,8**	10,9	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	**55**	43	92
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**9.409**	9.815	10.272
di cui all'estero		**6.045**	*6.123*	*6.781*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	**22,3**	21,1	22,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata[a][e]	(tonnellate di CO_2 eq./migliaia di boe)	**20,2**	20,0	19,6
Emissioni fuggitive di metano[a]	(migliaia di tonnellate di CH^4)	**9,2**	11,2	21,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine[a]	(miliardi di Sm^3)	**1,2**	1,0	1,2
Net carbon footprint upstream (Scope 1 + 2)[f]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	**11,0**	11,4	14,8
Oil spill operativi (>1 barile)[a]	(barili)	**436**	882	988
Acqua di produzione reiniettata[a]	(%)	**58**	53	58

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.
(b) Relativo alle società consolidate.
(c) Media triennale.
(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(e) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.041 mln di boe, 1.009 mln di boe e 1.114 mln di boe, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019.
(f) Calcolato su base equity ed include i carbon sink.



Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è stato pari allo 0,25, in miglioramento del 9%, confermando l'impegno Eni nelle diverse attività operative per la riduzione degli infortuni.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in aumento del 6% rispetto al 2020, principalmente per la ripresa delle attività.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata pari a 20,2 tonnellate di CO_2eq./migliaia di boe, sostanzialmente stabile rispetto al 2020.
- Emissioni fuggitive di metano da asset operati in riduzione del 18% rispetto al 2020 in relazione al costante monitoraggio periodico in sito e delle relative attività di manutenzione.
- Net carbon footprint upstream (emissioni nette di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity al netto dei carbon sink) in lieve miglioramento rispetto al 2020.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati in aumento del 12% rispetto al 2020, principalmente a causa della ripresa delle attività presso gli impianti di Abu-Attifel ed El Feel in Libia, rimasti fermi per quasi tutto il 2020.
- Oil spill operativi più che dimezzati rispetto al 2020, grazie alla prosecuzione dell'azione di misure tecniche nelle attività operative.
- Acqua di produzione reiniettata in aumento rispetto al 2020 grazie alla completa ripresa delle attività di reiniezione in Congo e in Libia.
- Produzioni di idrocarburi pari a 1,7 milioni di boe/giorno a parità di prezzo. La crescita è stata sostenuta dal ramp-up delle produzioni gas dei giant Zohr in Egitto e Merakes in Indonesia, quest'ultimo avviato in aprile. La performance è stata condizionata dalla maggiore attività di manutenzione in Norvegia, Italia e Regno Unito, dalla minore attività in Nigeria e dal declino dei campi maturi.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2021 ammontano a 6,6 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 69 $/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 55%. Media triennale del tasso di rimpiazzo all sources pari al 73%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (10,9 anni nel 2020).

Iniziative di decarbonizzazione

- I progetti per la cattura di CO_2 e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nell'ambito della strategia di transizione energetica di Eni. In particolare, il progetto integrato HyNet nel Regno Unito, in cui Eni è operatore al 100% per il trasporto e stoccaggio della CO_2 in giacimenti gas esauriti nella baia di Liverpool, ad ottobre 2021, è stato selezionato dalle autorità britanniche tra i 2 prioritari che, per primi, riceveranno finanziamenti erogati dal fondo governativo britannico Carbon Capture Storage Infrastracture Fund (CCSIF) gestito da BEIS (il dipartimento per Business, Energy & Industrial Strategy) per supportare con 1 miliardo di sterline la realizzazione nel Regno Unito di almeno 4 hub di CCS entro il 2030. Il progetto fornirà un importante supporto al processo di decarbonizzazione del Paese contribuendo con 10 milioni di tonnellate per anno a regime rispetto alla recente ambizione espressa nella Strategia Net Zero (ottobre 2021) di 20-30 milioni di tonnellate all'anno di capacità di stoccaggio di CO_2 e per l'80% ai 5 GW di idrogeno a basse emissioni di carbonio, obiettivo fissato dal governo britannico per il 2030. Altra iniziativa in corso riguarda la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Facendo leva sullo sviluppo di progetti CCS, il target è di raggiungere una capacità di stoccaggio in quota pari a 7 milioni di tonnellate/anno nel 2030.
- Proseguono le iniziative Eni nell'ambito di Natural Climate Solutions, tra cui i progetti mirati alla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo e inquadrati nello schema REDD+ delle Nazioni Unite. In particolare, nel corso del 2021, oltre il Luangwa Community Forest, si sono aggiunti ulteriori progetti nella Repubblica dello Zambia e in Tanzania. Eni continua a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre collaborazioni con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America Latina ed Asia. Le iniziative identificate e pianificate consentiranno di assicurare la compensazione delle emissioni residue nell'ambito della strategia di decarbonizzazione Eni.
- In Africa firmati accordi di collaborazione con i governi di Kenya, Angola, Congo, Costa d'Avorio, Benin, Mozambico e Ruanda per progetti di biofuel attraverso la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bioraffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale. In particolare, i progetti finalizzati alla produzione di tali feedstock assicurano sicurezza e continuità di approvvigionamento di cariche sostenibili (Low ILUC) e de-risking rispetto agli acquisti da mercato. Il modello di sviluppo di tali iniziative inoltre valorizza aspetti ambientali, in quanto contribuisce alla decarbonizzazione dei prodotti commercializzati e permette il recupero di terreni degradati e di combattere la deforestazione, nonché sociali con ricadute sul territorio in termini di occupazione, creazione di reddito rurale e accesso al mercato per gli agricoltori. Il modello massimizza le tutele dei diritti umani nonché promuove la salute, la sicurezza alimentare e il diritto di accesso alla terra delle popolazioni rurali.
- Finalizzato l'accordo con il Gruppo Bonifiche Ferraresi per la costituzione di una joint venture paritetica per lo sviluppo di progetti di ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come feedstock nelle bioraffinerie Eni. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi e nella stessa BF SpA.
- Raggiunta da Solenova, joint-venture tra Eni e Sonangol, la Decisione Finale di Investimento (FID) e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) della prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe in Angola, il cui avvio è previsto nel quarto trimestre del 2022. L'impianto avrà una capacità totale di 50 MW e la sua realizzazione avverrà in fasi, la prima delle quali prevederà il raggiungimento della capacità di 25 MW.
- Firmato Memorandum of Understanding con la compagnia australiana Santos per identificare potenziali opportunità di collaborazione nell'ambito di progetti di cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO_2 ed estendere la cooperazione nello sviluppo di idrocarburi nel nord dell'Australia. Altri accordi sono stati finalizzati in Egitto e Norvegia.

Esplorazione

- L'attività esplorativa ottiene nel 2021 risultati eccellenti con la scoperta di oltre 700 milioni di boe di nuove risorse al costo competitivo di 1,3 $/barile. L'esplorazione si conferma ancora elemento distinti-

vo del modello upstream e i risultati raggiunti hanno consentito a Eni di ottenere il titolo di "explorer of the Year 2021" da parte della World Energy Capital Assembly.

- L'esplorazione conferma il proprio track-record con la scoperta di Baleine nel blocco CI-101 operato, nell'offshore della Costa d'Avorio, che ha identificato un accumulo stimato di circa 2 miliardi di barili di olio in posto e 2,4 trilioni di piedi cubi (TCF) di gas associato. La FID per la Fase 1 del progetto di sviluppo è stata raggiunta solo dopo cinque mesi dalla scoperta. In particolare, è stato definito con le autorità del Paese il piano di sviluppo della scoperta di Baleine in modalità fast-track e per fasi con avvio in early production nel primo semestre 2023 e successivo ramp-up. Il progetto sarà il primo sviluppo a net-zero emission (Scope 1 e 2) del continente africano. La carbon neutrality sarà raggiunta utilizzando una combinazione di leve di compensazione delle emissioni tramite progetti di distribuzione di Improved Cookstoves (Sviluppo Sostenibile) e di conservazione delle foreste (REDD+). La scoperta di Baleine conferma l'impegno Eni di generare valore riducendo al contempo l'impronta di carbonio e l'attenzione a migliorare il time-to-market delle scoperte esplorative.
- Importanti risultati sono stati raggiunti con scoperte near-field in Angola, dove la scoperta a olio di Cuica-1 consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco, in Ghana, con la scoperta a olio di Eban nel blocco operato CTP 4 in prossimità dell'hub produttivo Sankofa, e in Messico, con la scoperta a olio nel prospetto esplorativo Sayulita che fa seguito a quella di Saasken nel 2020. Altri successi esplorativi sono stati conseguiti in Egitto, Indonesia, Norvegia e Regno Unito.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato con circa 15.800 chilometri quadrati di nuovi permessi in Angola, Costa d'Avorio, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Norvegia, Regno Unito e Vietnam.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2021 sono pari a €558 milioni (€510 milioni nel 2020) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €364 milioni (€314 milioni nel 2020) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. In particolare nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €331 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti per fattori geopolitici e ambientali. A fine esercizio risultano 100 pozzi in progress (52,4 in quota Eni).

Sviluppo

- Conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
  - in Indonesia, nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%), nelle acque profonde del Kalimantan Orientale, con l'avvio del progetto gas di Merakes;
  - in Angola, con "tie-in" delle scoperte satelliti Cuica e Cabaca North nel Blocco offshore 15/06 operato, in sinergia con le FPSO presenti nell'area;
  - nell'onshore dell'Emirato di Sharjah, con il progetto a gas e condensati di Mahani nella Concessione Area B (Eni 50%). Lo start-up è stato raggiunto in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero ed entro un anno dalla dichiarazione di scoperta.
- In Angola firmato l'accordo con BP per la costituzione della joint venture paritetica Azule Energy una business combination dei rispettivi portafogli upstream che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel Paese.
- Eni e il fondo di private equity HitecVision, azionisti di Vår Energi, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa norvegese con il collocamento di un interest di circa l'11,2%.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €3,4 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Indonesia ed Iraq.
- Eni prosegue il suo impegno in iniziative e programmi per la promozione dello sviluppo locale attraverso un approccio distintivo che si basa inoltre su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale anche con partnership pubblico-private. In particolare, nel gennaio 2022 è stato firmato un accordo con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) in Messico per identificare iniziative congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale; in più nel febbraio 2022 in collaborazione con l'Unione Europea e l'UNICEF, ha avviato un

progetto in partnership con il Governatorato di Bassora in Iraq, volto a migliorare la qualità dell'acqua. Inoltre, continuano le iniziative in Angola con Halo Trust, per lo sminamento dei terreni nella provincia di Benguela, e il programma con la FAO per promuovere l'accesso dell'acqua in Nigeria.

- Nel 2021 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €65 milioni (€59 milioni nel 2020); depositate 6 domande di brevetto.

RISERVE

GENERALITÀ

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare, sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore[1]; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.

degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio, indirizzo Georisorse, nel 2000 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

VALUTAZIONE INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione[2] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2021[3] da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Societé Generale de Surveillance hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2021 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2021[4]. Nel triennio 2019-2021 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 93%[5] del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2021 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Belayim in Egitto e i campi dell'Area 1 in Messico.

EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2020	**5.984**	**921**	**6.905**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	68	76	**144**
Effetto prezzo	48	148	**196**
Promozioni nette	116	224	**340**
Portfolio	(3)		**(3)**
Produzione	(526)	(88)	**(614)**
Riserve certe al 31 dicembre 2021	**5.571**	**1.057**	**6.628**
Tasso di rimpiazzo all sources (%)			**55**

(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 e 2021 ha fornito una certificazione indipendente anche la Societé Generale de Surveillance.
(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2021.
(4) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.
(5) La percentuale sale al 94% considerando le riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) certificate nel 2020 da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2021			2020			2019		
Italia	**197**	**25.994**	**369**	**178**	**9.862**	**243**	**194**	**21.298**	**333**
Sviluppate	*146*	*20.635*	*283*	*146*	*7.934*	*199*	*137*	*18.592*	*258*
Non sviluppate	*51*	*5.359*	*86*	*32*	*1.928*	*44*	*57*	*2.706*	*75*
Resto d'Europa	**34**	**7.005**	**81**	**34**	**5.882**	**73**	**41**	**7.398**	**89**
Sviluppate	*34*	*6.849*	*80*	*31*	*5.489*	*68*	*37*	*6.840*	*82*
Non sviluppate		*156*	*1*	*3*	*393*	*5*	*4*	*558*	*7*
Africa Settentrionale	**393**	**64.357**	**820**	**383**	**62.336**	**798**	**468**	**77.532**	**974**
Sviluppate	*225*	*22.119*	*373*	*243*	*28.707*	*434*	*301*	*38.927*	*553*
Non sviluppate	*168*	*42.238*	*447*	*140*	*33.629*	*364*	*167*	*38.605*	*421*
Egitto	**210**	**117.547**	**992**	**227**	**132.859**	**1.110**	**264**	**146.993**	**1.225**
Sviluppate	*164*	*103.519*	*852*	*172*	*127.730*	*1.022*	*149*	*135.274*	*1033*
Non sviluppate	*46*	*14.028*	*140*	*55*	*5.129*	*88*	*115*	*11.719*	*192*
Africa Sub-Sahariana	**589**	**83.628**	**1.145**	**624**	**109.397**	**1.352**	**694**	**116.195**	**1.453**
Sviluppate	*435*	*49.801*	*766*	*469*	*49.581*	*799*	*519*	*52.609*	*863*
Non sviluppate	*154*	*33.827*	*379*	*155*	*59.816*	*553*	*175*	*63.586*	*590*
Kazakhstan	**710**	**48.296**	**1.032**	**805**	**56.725**	**1.182**	**746**	**55.747**	**1.108**
Sviluppate	*641*	*48.287*	*963*	*716*	*56.725*	*1093*	*682*	*55.743*	*1046*
Non sviluppate	*69*	*9*	*69*	*89*		*89*	*64*	*4*	*62*
Resto dell'Asia	**476**	**43.101**	**762**	**579**	**44.992**	**879**	**491**	**38.203**	**742**
Sviluppate	*262*	*27.501*	*445*	*297*	*19.094*	*424*	*245*	*19.403*	*372*
Non sviluppate	*214*	*15.600*	*317*	*282*	*25.898*	*455*	*246*	*18.800*	*370*
America	**237**	**7.753**	**288**	**224**	**4.961**	**256**	**225**	**6.785**	**268**
Sviluppate	*164*	*5.936*	*203*	*143*	*3.075*	*162*	*148*	*5.282*	*182*
Non sviluppate	*73*	*1.817*	*85*	*81*	*1.886*	*94*	*77*	*1.503*	*86*
Australia e Oceania	**1**	**12.103**	**82**	**1**	**13.420**	**91**	**1**	**14.350**	**95**
Sviluppate	*1*	*7.525*	*51*	*1*	*8.927*	*60*	*1*	*9.118*	*61*
Non sviluppate		*4.578*	*31*		*4.493*	*31*		*5.232*	*34*
Totale società consolidate	**2.847**	**409.784**	**5.571**	**3.055**	**440.434**	**5.984**	**3.124**	**484.501**	**6.287**
Sviluppate	***2.072***	***292.172***	***4.016***	***2.218***	***307.262***	***4.261***	***2.219***	***341.788***	***4.450***
Non sviluppate	***775***	***117.612***	***1.555***	***837***	***133.172***	***1.723***	***905***	***142.713***	***1.837***
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	**378**	**18.533**	**502**	**400**	**14.448**	**496**	**424**	**21.869**	**567**
Sviluppate	*175*	*12.959*	*261*	*176*	*11.756*	*254*	*219*	*16.914*	*330*
Non sviluppate	*203*	*5.574*	*241*	*224*	*2.692*	*242*	*205*	*4.955*	*237*
Africa Settentrionale	**9**	**271**	**10**	**12**	**379**	**14**	**12**	**388**	**16**
Sviluppate	*9*	*271*	*10*	*12*	*379*	*14*	*12*	*388*	*16*
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	**21**	**36.374**	**263**	**18**	**10.331**	**87**	**10**	**8.155**	**63**
Sviluppate	*9*	*4.678*	*39*	*15*	*4.830*	*47*	*7*	*2.520*	*23*
Non sviluppate	*12*	*31.696*	*224*	*3*	*5.501*	*40*	*3*	*5.635*	*40*
America	**6**	**41.348**	**282**	**30**	**44.149**	**324**	**31**	**46.661**	**335**
Sviluppate	*6*	*41.348*	*282*	*30*	*44.149*	*324*	*31*	*46.661*	*335*
Non sviluppate									
Totale società in joint venture e collegate	**414**	**96.526**	**1.057**	**460**	**69.307**	**921**	**477**	**77.073**	**981**
Sviluppate	***199***	***59.256***	***592***	***233***	***61.114***	***639***	***269***	***66.483***	***704***
Non sviluppate	***215***	***37.270***	***465***	***227***	***8.193***	***282***	***208***	***10.590***	***277***
Totale riserve certe	**3.261**	**506.310**	**6.628**	**3.515**	**509.741**	**6.905**	**3.601**	**561.574**	**7.268**
Sviluppate	*2.271*	*351.428*	*4.608*	***2.451***	***368.376***	***4.900***	***2.488***	***408.271***	***5.154***
Non sviluppate	*990*	*154.882*	*2.020*	***1.064***	***141.365***	***2.005***	***1.113***	***153.303***	***2.114***

Le riserve certe al 31 dicembre 2021 sono pari a 6.628 milioni di boe, di cui 5.571 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 340 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime per 258 milioni di boe riferite principalmente ai campi E Structure in Libia, Val d'Agri in Italia, Karachaganak in Kazakhstan e Zubair in Iraq. Le revisioni di precedente stime includono l'effetto prezzo positivo di 196 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 41 $/barile nel 2020 a 69 $/barile nel 2021 con conseguente recupero delle riserve non economiche allo scenario 2020 i cui effetti sono stati parzialmente compensati da entitlements complessivamente negativi nei contratti di PSA; (ii) nuove scoperte ed estensioni per 70 milioni di boe a seguito principalmente alla decisione finale di investimento nel progetto New Gas Consortium e nei progetti Cuica e Ndungu del Blocco operato 15/06 in Angola; nel progetto Tommeliten Alpha Development nella PL044 e altri asset minori in Norvegia; nonché nei progetti BKNEP, Zas e Ret nel Berkine Nord in Algeria; e (iii) miglioramenti da recupero assistito di 12 milioni di boe riferiti essenzialmente al progetto Oooguruk negli Stati Uniti.
Le operazioni di portafoglio si riferiscono alla cessione del blocco OML 17 in Nigeria e alle acquisizioni nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.
Il tasso di rimpiazzo organico[6] e all sources delle riserve certe si attesta al 55%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,8 anni (10,9 anni nel 2020).
Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021 ammontano a 2.020 milioni di boe, di cui 990 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 155 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 775 milioni di barili di liquidi e 118 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	**2.005**
Promozioni	(232)
Nuove scoperte ed estensioni	62
Revisioni di precedenti stime	174
Miglioramenti da recupero assistito	11
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021	**2.020**

Nel 2021 la conversione a riserve certe sviluppate (-232 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi in particolare ai giacimenti di Merakes in Indonesia, di Mitzon in Messico nonché al progetto GNL in Nigeria.
Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.
Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €4,8 miliardi.
La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o

(6) Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,45 miliardi di boe, in riduzione rispetto al 2020. Tali riserve sono concentrate principalmente: (i) in Iraq (0,10 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve sta proseguendo con la perforazione e messa in produzione di nuovi pozzi attraverso le strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno; (ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,30 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; e (iii) in alcuni giacimenti in Italia (0,05 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 623 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela. I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione prevede di coprire circa il 93% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2021 è stata di 1,682 milioni di boe/giorno, in riduzione del 2,2% a parità di prezzo rispetto al 2020 a seguito delle maggiori manutenzioni in Norvegia, Italia e Regno Unito, la minore attività in Nigeria e il declino dei giacimenti maturi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla robusta performance in Egitto e Indonesia grazie ai ramp-up dei flagship project rispettivamente di Zohr e Merakes in un contesto di forte domanda globale per il gas e il GNL e grazie anche al riavvio del terminale di liquefazione di Damietta, nonché per il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni oggetto di cap, in particolare negli Emirati Arabi Uniti e in Kazakhstan.
La produzione di petrolio è stata di 813 mila barili/giorno in riduzione del 4% rispetto al 2020. L'effetto prezzo, la riduzione in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati in parte compensati dalla crescita produttiva registrata in Egitto e dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni.
La produzione di gas naturale è stata di 131 milioni di metri, in riduzione del 2% rispetto al 2020. Il declino dei giacimenti maturi e la minore attività in Nigeria sono stati in parte compensati dal ramp-up delle produzioni di Zohr (Egitto) e Merakes (Indonesia) sostenuto dalla forte domanda a livello globale.
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 567 milioni di boe. La differenza di 47 milioni di boe rispetto alla produzione di 614 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (42 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (295 milioni di barili) è stata destinata per circa il 63% al business Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (41 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 16% al settore Global Gas & LNG Portfolio.

PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI[a][b]

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2021			2020			2019		
Italia	**13**	**2,6**	**30**	**17**	**3,3**	**39**	**19**	**3,9**	**45**
Resto d'Europa	**7**	**1,2**	**15**	**8**	**1,6**	**19**	**8**	**1,8**	**20**
Regno Unito	7	1,2	15	8	1,6	19	8	1,8	20
Africa Settentrionale	**45**	**7,5**	**95**	**41**	**7,9**	**93**	**61**	**11,9**	**138**
Algeria	20	1,7	31	19	1,6	30	23	1,2	30
Libia	24	5,6	62	21	6,2	61	37	10,6	106
Tunisia	1	0,2	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	**30**	**15,2**	**131**	**24**	**12,5**	**106**	**27**	**15,6**	**129**
Africa Sub-Sahariana	**73**	**5,0**	**106**	**80**	**7,1**	**127**	**91**	**6,4**	**133**
Angola	33	0,5	37	33	0,6	37	37	0,7	42
Congo	16	1,4	25	18	1,4	27	22	1,5	32
Ghana	8	0,9	13	9	0,9	15	9	1,0	15
Nigeria	16	2,2	31	20	4,2	48	23	3,2	44
Kazakhstan	**37**	**2,4**	**53**	**40**	**2,9**	**60**	**36**	**2,8**	**55**
Resto dell'Asia	**29**	**5,3**	**65**	**32**	**4,8**	**64**	**32**	**5,2**	**66**
Cina							1		1
Emirati Arabi Uniti	17	0,2	18	17	0,1	18	18	0,1	19
Indonesia		3,3	23		2,6	17		3,2	21
Iraq	9	0,7	14	11	0,8	17	10	0,8	15
Pakistan		0,6	4		0,8	5		1,1	7
Timor Leste	1	0,4	3	1	0,5	4			
Turkmenistan	2	0,1	3	3		3	3		3
America	**19**	**0,8**	**25**	**21**	**1,0**	**28**	**20**	**0,7**	**24**
Ecuador							2		2
Messico	4	0,2	6	4	0,1	5	1		1
Stati Uniti	15	0,6	19	17	0,9	23	17	0,7	21
Australia e Oceania	**0**	**0,9**	**6**	**0**	**0,9**	**6**	**1**	**1,4**	**10**
Australia		0,9	6		0,9	6	1	1,4	10
	253	**40,9**	**526**	**263**	**42,0**	**542**	**295**	**49,7**	**620**
Società in joint venture e collegate									
Angola	1	0,9	7	1	1,0	8	2	1,0	8
Norvegia	41	3,4	63	42	3,8	68	27	1,9	40
Tunisia	1		1	1		1	1		1
Venezuela	1	2,5	17	1	2,2	15	1	2,0	14
	44	**6,8**	**88**	**45**	**7,0**	**92**	**31**	**4,9**	**63**
Totale	**297**	**47,7**	**614**	**308**	**49,0**	**634**	**326**	**54,6**	**683**

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (42, 45 e 45 milioni di boe, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019).

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI[(a)(b)]

Società consolidate	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
	2021			2020			2019		
Italia	**36**	**7,1**	**83**	**47**	**9,0**	**107**	**53**	**10,7**	**123**
Resto d'Europa	**19**	**3,4**	**41**	**23**	**4,5**	**52**	**23**	**4,9**	**55**
Regno Unito	19	3,4	41	23	4,5	52	23	4,9	55
Africa Settentrionale	**124**	**20,4**	**259**	**112**	**21,4**	**255**	**166**	**32,5**	**379**
Algeria	54	4,7	85	53	4,3	81	62	3,2	83
Libia	67	15,3	168	56	16,8	168	101	29,0	291
Tunisia	3	0,4	6	3	0,3	6	3	0,3	5
Egitto	**82**	**41,8**	**360**	**64**	**34,1**	**291**	**75**	**42,7**	**354**
Africa Sub-Sahariana	**198**	**13,9**	**291**	**218**	**19,2**	**345**	**249**	**17,6**	**363**
Angola	91	1,6	101	89	1,6	100	102	1,9	113
Congo	44	3,8	70	49	3,7	73	59	4,2	87
Ghana	20	2,4	36	24	2,5	41	24	2,8	42
Nigeria	43	6,1	84	56	11,4	131	64	8,7	121
Kazakhstan	**102**	**6,6**	**146**	**110**	**8,0**	**163**	**100**	**7,7**	**150**
Resto dell'Asia	**80**	**14,6**	**177**	**88**	**13,2**	**176**	**86**	**14,2**	**179**
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	47	0,4	51	46	0,3	48	49	0,2	51
Indonesia	1	9,1	61	1	7,0	48	2	8,7	59
Iraq	24	2,0	37	31	2,2	45	27	2,2	41
Pakistan		1,7	11		2,2	15		2,9	19
Timor Leste	1	1,2	9	2	1,3	10			
Turkmenistan	6	0,2	7	7	0,2	9	7	0,2	8
America	**53**	**2,0**	**67**	**57**	**2,7**	**75**	**55**	**1,9**	**68**
Ecuador							6		6
Messico	11	0,4	14	12	0,3	14	4	0,1	4
Stati Uniti	42	1,6	53	45	2,4	61	45	1,8	58
Australia e Oceania		**2,4**	**16**		**2,6**	**17**	**2**	**4,0**	**28**
Australia		2,4	16		2,6	17	2	4,0	28
	694	**112,2**	**1.440**	**719**	**114,7**	**1.481**	**809**	**136,2**	**1.699**
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	2,4	19	4	2,8	23	4	2,8	23
Norvegia	111	9,1	172	116	10,3	185	74	5,2	108
Tunisia	3	0,1	3	2	0,1	2	3	0,1	3
Venezuela	2	6,8	48	2	6,0	42	3	5,4	38
	119	**18,4**	**242**	**124**	**19,2**	**252**	**84**	**13,5**	**172**
Totale	**813**	**130,6**	**1.682**	**843**	**133,9**	**1.733**	**893**	**149,7**	**1.871**

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (116, 124 e 124 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019).

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2021 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.100 (2.788,6 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.649 (2.157,8 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.451 (630,8 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI[a]

	2021			
	Petrolio		Gas naturale	
(numero)	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	**201,0**	155,2	**331,0**	293,4
Resto d'Europa	**655,0**	115,2	**184,0**	48,4
Africa Settentrionale	**620,0**	262,2	**132,0**	71,2
Egitto	**1.263,0**	539,8	**134,0**	43,5
Africa Sub-Sahariana	**2.401,0**	506,5	**199,0**	26,3
Kazakhstan	**208,0**	56,9	**1,0**	0,3
Resto dell'Asia	**1043,0**	388,6	**183,0**	63,7
America	**258,0**	133,4	**285,0**	82,0
Australia e Oceania			**2,0**	2,0
	6.649,0	**2.157,8**	**1.451,0**	**630,8**

(a) Include 1.198 (315,1 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

ESPLORAZIONE

Nel 2021 sono stati ultimati 31 nuovi pozzi esplorativi (17,4 in quota Eni), a fronte dei 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni) del 2020 e dei 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni) del 2019.
Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 54% (49% in quota Eni), a fronte del 28% (30% in quota Eni) del 2020 e del 36% (47% in quota Eni) del 2019.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress[b]	
	2021		2020		2019		2021	
(numero)	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	totale	in quota Eni
Italia						0,5		
Resto d'Europa	0,1	0,3	0,8	0,4	0,3	1,4	**23,0**	5,7
Africa Settentrionale			0,5	1,5	0,5		**11,0**	8,5
Egitto	5,0	5,0	0,7	1,5	4,5	1,5	**14,0**	10,5
Africa Sub-Sahariana	1,1	0,4	0,1	0,9	0,5	0,9	**33,0**	19,0
Kazakhstan				1,1				
Resto dell'Asia	0,7	1,0	0,8	0,9		1,7	**15,0**	6,5
America		0,7		0,6			**3,0**	1,9
Australia e Oceania						0,5	**1,0**	0,3
	7,0	**7,4**	**2,9**	**6,9**	**5,8**	**6,5**	**100,0**	**52,4**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.
(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

SVILUPPO

Nel 2021 sono stati ultimati 154 nuovi pozzi di sviluppo (47,7 in quota Eni) a fronte dei 182 nuovi pozzi di sviluppo (57,4 in quota Eni) del 2020 e dei 241 (85,4 in quota Eni) del 2019. È attualmente in corso la perforazione di 80 pozzi di sviluppo (25,3 in quota Eni).
Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress	
	2021		2020		2019		2021	
(numero)	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	totale	in quota Eni
Italia					3,0			
Resto d'Europa	4,8		2,8		3,3		**28,0**	5,5
Africa Settentrionale	2,5		4,3		5,0	1,1	**1,0**	0,5
Egitto	17,0	0,8	23,2		33,5		**9,0**	3,8
Africa Sub-Sahariana	3,8		1,2		7,0		**6,0**	1,2
Kazakhstan			0,3		0,9		**1,0**	0,3
Resto dell'Asia	14,9		23,2	0,4	27,3	2,2	**31,0**	10,0
America	3,9		2,0		2,1		**4,0**	4,0
Australia e Oceania								
	46,9	**0,8**	**57,0**	**0,4**	**82,1**	**3,3**	**80,0**	**25,3**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

SUPERFICI

Nel 2021 Eni ha condotto operazioni in 42 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2021 il portafoglio minerario di Eni consiste in 771 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 335.501 chilometri quadrati in quota Eni (336.449 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2020), di cui 577 chilometri quadrati relativi ad attività CCUS in Regno Unito. La superficie sviluppata è di 27.697 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 307.804 chilometri quadrati in quota Eni.
Nel 2021 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Vietnam, Angola, Norvegia, Costa d'Avorio, Regno Unito, Emirati Arabi Uniti ed Egitto per una superficie di circa 17.100 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Myanmar, Costa d'Avorio, Pakistan, Egitto, Norvegia, Stati Uniti, Italia e Regno Unito per circa 11.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, in Angola, Timor Leste, Italia e Stati Uniti per complessivi 700 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Marocco, Kenya, Italia, Emirati Arabi Uniti e Mozambico per complessivi 7.250 chilometri quadrati.
Nel corso dei prossimi tre anni sono previste superfici in scadenza relative a titoli o permessi esplorativi nelle seguenti aree: (i) Resto d'Europa, in particolare a Cipro; (ii) Resto dell'Asia, in particolare in Oman, Vietnam, Russia, Emirati Arabi Uniti, Myanmar; (iii) Africa Settentrionale, in particolare in Marocco e Libia; (iv) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Kenya, Mozambico e Sud Africa; (v) America, in particolare in Messico. Nella gran parte dei casi esistono opzioni contrattuali di estensione o rinnovo che potranno essere esercitate o meno in funzione dei risultati degli studi e delle attività previste. Si ritiene quindi che una considerevole parte di superficie verrà mantenuta a seguito di estensione dei permessi.

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2020	31 dicembre 2021						
	Totale Sup. netta[a]	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata[a][b]	Sup. lorda non sviluppata[a]	Totale Sup. lorda[a]	Sup. netta sviluppata[a][b]	Sup. netta non sviluppata[a]	Totale Sup. netta[a]
EUROPA	**39.841**	**308**	**14.224**	**65.679**	**79.903**	**8.246**	**31.612**	**39.858**
Italia	**13.632**	**123**	**8.087**	**6.810**	**14.897**	**6.786**	**5.332**	**12.118**
Resto d'Europa	**26.209**	**185**	**6.137**	**58.869**	**65.006**	**1.460**	**26.280**	**27.740**
Albania	587	1		587	587		587	587
Cipro	13.988	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	6.253	138	5.218	22.709	27.927	836	6.436	7.272
Regno Unito	975	34	919	1.280	2.199	624	863	1.487
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	**129.167**	**277**	**48.879**	**233.042**	**281.921**	**12.896**	**115.290**	**128.186**
Africa Settentrionale	**31.033**	**75**	**12.068**	**48.201**	**60.269**	**5.292**	**22.483**	**27.775**
Algeria	4.732	51	6.809	3.982	10.791	2.851	1.914	4.765
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	10.755	1		16.730	16.730		7.529	7.529
Tunisia	2.252	12	3.296	2.816	6.112	1.483	704	2.187
Egitto	**7.384**	**56**	**4.983**	**13.729**	**18.712**	**1.782**	**4.994**	**6.776**
Africa Sub-Sahariana	**90.750**	**146**	**31.828**	**171.112**	**202.940**	**5.822**	**87.813**	**93.635**
Angola	5.639	66	10.680	22.749	33.429	2.010	8.800	10.810
Congo	1.306	21	1.164	1.320	2.484	678	628	1.306
Costa d'Avorio	3.372	5		3.840	3.840		3.385	3.385
Gabon	2.931	3		2.931	2.931		2.931	2.931
Ghana	495	3	226	930	1.156	100	395	495
Kenya	43.948	6		50.677	50.677		41.892	41.892
Mozambico	4.349	10		24.782	24.782		4.171	4.171
Nigeria	6.439	31	19.758	8.206	27.964	3.034	3.340	6.374
Sud Africa	22.271	1		55.677	55.677		22.271	22.271
ASIA	**154.845**	**70**	**15.943**	**267.694**	**283.637**	**4.964**	**150.518**	**155.482**
Kazakhstan	**1.947**	**7**	**2.391**	**3.853**	**6.244**	**442**	**1.505**	**1.947**
Resto dell'Asia	**152.898**	**63**	**13.552**	**263.841**	**277.393**	**4.522**	**149.013**	**153.535**
Bahrain	2.858	1		2.858	2.858		2.858	2.858
Cina	11	3	62		62	10		10
Emirati Arabi Uniti	18.680	12	3.017	29.603	32.620	251	18.520	18.771
Indonesia	14.184	13	4.778	16.499	21.277	2.441	11.743	14.184
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	10.015	2		7.192	7.192		4.113	4.113
Oman	58.955	3		102.016	102.016		58.955	58.955
Pakistan	2.313	13	4.009		4.009	1.072		1.072
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.620	4	412	2.200	2.612	122	1.806	1.928
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	20.956	5		31.290	31.290		28.338	28.338
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	**9.719**	**112**	**2.217**	**14.813**	**17.030**	**1.003**	**8.267**	**9.270**
Messico	3.106	10	14	5.455	5.469	14	3.092	3.106
Stati Uniti	1.198	90	942	520	1.462	492	259	751
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.349	6		7.295	7.295		4.347	4.347
AUSTRALIA E OCEANIA	**2.877**	**4**	**728**	**2.608**	**3.336**	**588**	**2.117**	**2.705**
Australia	2.877	4	728	2.608	3.336	588	2.117	2.705
Totale	**336.449**	**771**	**81.991**	**583.836**	**665.827**	**27.697**	**307.804**	**335.501**

(a) Chilometri quadrati.
(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

PRINCIPALI ASSET PRODUTTIVI (% IN QUOTA ENI) E ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI

ITALIA		(1926)	Operati	**Mare Adriatico e Ionio**	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
				Basilicata	Val d'Agri (61%)
				Sicilia	Gela (100%), Tresauro (45%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	**Norvegia**[a]	(1965)	Operati		Goliat (45,40%), Marulk (13,97%), Balder & Ringhorne (62,87%) e Ringhorne East (48,88%)
			Non operati		Åsgard (15,41%), Mikkel (33,79%), Great Ekofisk Area (8,65%), Snorre (12,96%), Ormen Lange (4,43%), Statfjord Unit (14,92%), Statfjord Satellites East (10,16%), Statfjord Satellites North (17,46%), Statfjord Satellites Sygna (14,67%), Grane (19,78%)
	Regno Unito	(1964)	Operati		Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)
			Non operati		Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)
AFRICA SETTENTRIONALE	**Algeria**[b]	(1981)	Operati		Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)
			Non operati		Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)
	Libia[b]	(1959)	Non operati	**Aree contrattuali onshore**	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
				Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%)
	Tunisia	(1961)	Operati		Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)
EGITTO[b][c]		(1954)	Operati		Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (100%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%) e West Razzak (100%)
			Non operati		Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)
AFRICA SUB-SAHARIANA	**Angola**	(1980)	Operati		Blocco 15/06 (36,84%)
			Non operati		Blocco 0 (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (Eni 20%), la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (18%)
	Congo	(1968)	Operati		Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (83%) e Kouakouala (75%)
			Non operati		Yanga Sendji (29,75%) e Likouala (35%)
	Ghana	(2009)	Operati		Offshore Cape Three Points (44,44%)
	Nigeria	(1962)	Operati		OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)
			Non operati[d]		OML 118 (12,5%)
KAZAKHSTAN[b]		(1992)	Operati[e]		Karachaganak (29,25%)
			Non operati		Kashagan (16,81%)
RESTO DELL'ASIA	**Emirati Arabi Uniti**	(2018)	Non operati		Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)
	Indonesia	(2001)	Operati		Jangkrik (55%) e Merakes (65%)
	Iraq	(2009)	Non operati[f]		Zubair (41,56%)
	Pakistan	(2000)	Operati		Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)
			Non operati		Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)
	Turkmenistan	(2008)	Operati		Burun (90%)
AMERICA	**Messico**	(2019)	Operati		Area 1 (100%)
	Stati Uniti	(1968)	Operati	**Golfo del Messico**	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
				Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
			Non operati	**Golfo del Messico**	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (11,1%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non operati		Perla (50%), Corocoro (26%) e Junín 5 (40%)

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,85%). Al completamento dell'iter di quotazione della venture avvenuto il 16 febbraio 2022, la quota Eni nella società è pari a 64,255%.
(b) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.
(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di partecipating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.
(d) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 16 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.
(e) Eni e Shell sono co-operatori.
(f) Eni è capofila di un consorzio costituito da compagnie internazionali con la compagnia di Stato Missan Oil, parte di un Technical Service Contract in qualità di contractor.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.
Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).
Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.
Production Sharing Agreement (PSA). Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.
La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

ITALIA

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO_2 (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Il programma prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2023, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. Lo sviluppo su scala industriale è previsto in una successiva fase. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto positivo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esausti.
Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi Annalisa (Eni 100%) e Calipso (Eni 51%); e (ii) la razionalizza-

zione impiantistica degli asset. Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti, le attività sono proseguite nel rispetto del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione in mare e delle infrastrutture connesse". La dismissione di 6 piattaforme è in corso di autorizzazione ministeriale.
Relativamente alle iniziative di economia circolare è stato avviato un progetto in collaborazione con enti di ricerca nazionali per la riqualificazione degli asset in fase di dismissione. Il progetto ha individuato una piattaforma offshore per l'avvio delle attività di riconversione per realizzare un parco scientifico marino.
Nel 2021 è stato siglato il IX Accordo di collaborazione con il Comune di Ravenna, che prevede iniziative nell'ambito: (i) ambientale, attraverso studi e programmi di monitoraggio e di salvaguardia dell'area costiera e tutela del territorio; (ii) interventi di efficientamento energetico; (iii) formazione professionale, sostegno all'economia locale e valorizzazione delle attività del territorio; e (iv) in collaborazione con diversi stakeholder locali, progetti socio-culturali e programmi di educazione ambientale e sviluppo sostenibile.
Nel corso del 2021 è avvenuta la fermata generale dell'impianto produttivo della concessione Val d'Agri per eseguire le attività di manutenzione obbligatoria decennale, con il coinvolgimento di tutti gli stakeholder locali e nel pieno rispetto delle normative e delle tematiche di salute, sicurezza e tutela ambientale. Le attività hanno riguardato ispezioni e manutenzioni nonché interventi relativi al miglioramento e all'upgrading degli impianti produttivi. Sono proseguite le attività del progetto Energy Valley nelle aree adiacenti il Centro Olio di Val d'Agri, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione, progetti di riqualificazione e valorizzazione del territorio attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali. In particolare: (i) nell'ambito delle iniziative di riqualificazione agricola, con il progetto "Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione" sono state avviati programmi di agricoltura sostenibile e la realizzazione di infrastrutture in ambito agritech; e (ii) l'avvio di programmi di biomonitoraggio attraverso l'applicazione di tecniche innovative.
Nell'ambito delle partnership strategiche con gli stakeholder, Eni, Shell e la Regione Basilicata hanno siglato un Accordo Preliminare al Nuovo Protocollo d'Intenti Concessione Val d'Agri, in corso di negoziazione, volto a definire i termini principali di un programma di misure di compensazione legate al programma lavori della Concessione a supporto dello sviluppo regionale, anche attraverso linee di azione legate ad attività non-oil ispirate a principi di sostenibilità.
In Sicilia, nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono stati avviati i lavori di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%), che avranno una durata di quasi 3 anni con investimenti per oltre €700 milioni. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality.
Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, è stato ratificato l'accordo quadro definitivo con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela per creare un centro di stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate.

RESTO D'EUROPA

Norvegia Eni e il fondo di private equity HitecVision, azionisti di Vår Energi, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa norvegese con il collocamento di un interest di circa l'11,2%.
Nel settembre 2021 è stato firmato un Cooperation Agreement con altri operatori oil & gas dell'area per valutare la fattibilità del Barents Blu-Ammonia Project. Il progetto prevede la valorizzazione del gas del campo di Goliat attraverso la produzione e commercializzazione di ammoniaca blu. La CO_2 catturata nel processo di produzione sarà trasportata e stoccata in un giacimento offshore in via di esaurimento.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Isflak nella licenza PL 532 (Eni 21%) nel Mare di Barents. La nuova scoperta sarà collegata all'hub di produzione di Johan Castberg (Eni 20,96%), in corso di sviluppo; (ii) Blasto nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord, in prossimità delle facility produttive del progetto Fram (Eni 17,46%); (iii) Garantiana West nella licenza PL554 (Eni 21%) nel Mare del Nord. Le attività prevedono lo sviluppo congiunto con il campo di Garantiana attraverso un collegamento alle vicine infrastrutture del campo di Snorre (Eni 12,99%); (iv) King and Prince in PL027 (Eni 62,86%) adiacente al campo Balder (Eni 62,87%); (v) Tyrihans North Ile in PL073 (Eni 8,4%) nel Mare del Nord; e (vi) a olio e gas di Rodhette in PL901 (Eni 34,9%) nel Mare di Barents, a nord del campo di Goliat (Eni 45,4%).

Le recenti scoperte esplorative confermano il successo della strategia esplorativa "ILX" ("Infrastucture Led Exploration") mirata alla commercializzazione di riserve addizionali ad elevato valore e con rapido time-to-market.
Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel corso del 2021 di 13 licenze esplorative, di cui 8 operate, principalmente nel Mare del Nord e Mare di Barents; (ii) nel gennaio 2022 di 5 licenze esplorative come operatore e di 5 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese.
Le nuove licenze acquisite si trovano sia in prossimità di aree già in produzione o in corso di sviluppo sia in aree ad alto potenziale esplorativo.
Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg con start-up previsto nel 2024; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 62,87%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali avviati in produzione attraverso la ricollocazione di una FPSO. L'avvio produttivo è atteso nel 2023; (iii) il progetto sanzionato Breidablikk con start-up produttivo nel 2024. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto; e (iv) il raggiungimento della decisione finale d'investimento del progetto a gas e condensati Tommeliten Alpha Development nella PL044 (Eni 6,38%), nel Mare del Nord norvegese.

Regno Unito Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord. Successivamente è stata finalizzata un'operazione di farm-out del 50%.
Nel luglio 2021 Eni ha acquisito il campo in produzione di Conwy (Eni 100%) nell'area di Liverpool Bay, in prossimità di facility esistenti. L'operazione oltre ad incrementare il livello produttivo nel Paese facendo leva sulle sinergie operative, rientrerà nel prossimo futuro negli asset destinati durante la fase di abbandono a possibili transizioni verso progetti di stoccaggio di CO_2.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi Talbot Appraisal (Eni 33%) e Jade South (Eni 7%). Lo sviluppo delle scoperte farà leva sulle facility produttive presenti nell'area.
Nell'ambito del progetto integrato HyNet North West, dove Eni è impegnata in un consorzio con industrie locali per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO_2 emessa dalle stesse e da un futuro impianto di produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio: (i) nel marzo 2021, il progetto ha ricevuto un finanziamento di £33 milioni erogati dall'Ente nazionale inglese UK Research and Innovation (UKRI) attraverso il fondo Industrial Decarbonisation Challenge (IDC), di cui £21 milioni per coprire il 50% degli studi di ingegneria per la fase di trasporto e stoccaggio; (ii) nel maggio 2021, Eni e Progressive Energy Limited hanno siglato un accordo quadro per accelerare ulteriormente lo sviluppo del progetto. In base all'accordo, Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO_2 sia onshore che offshore nei propri giacimenti di gas esausti della baia di Liverpool, mentre Progressive Energy guiderà e coordinerà gli aspetti di cattura e produzione di idrogeno del progetto per conto di HyNet North West, collegando così le fonti di emissioni di CO_2 alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di Eni; (iii) nell'ottobre 2021 il progetto, è stato selezionato dalle autorità britanniche tra i due progetti prioritari CCS nel Paese che per primi potranno ricevere supporto governativo; (iv) sono stati firmati 19 Memorandum of Understading con le industrie locali ("Emitters") per assicurare il profilo di stoccaggio di CO_2 del progetto.
Lo start-up del progetto HyNet North West è previsto a fine 2025 con una fase iniziale di stoccaggio pari a 4,5 milioni di tonnellate/anno che in una fase successiva a partire dal 2030 sarà incrementata fino a raggiungere 10 milioni di tonnellate/anno.
Il progetto HyNet North West contribuirà a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal governo del Regno Unito al 2030; nonché parteciperà anche alla produzione dell'80% del target di 5 GW di idrogeno low carbon annunciato dal Paese sempre al 2030 per un'ulteriore decarbonizzazione dei trasporti, dell'industria e delle utenze anche domestiche dell'intera area.
Inoltre, nel novembre 2021, Eni ha presentato all'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (Oil & Gas Authority - OGA) una richiesta per l'ottenimento di una nuova licenza per la possibile realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO_2 nei giacimenti offshore esausti di Eni nella licenza di Hewett, dove la produzione è terminata nel 2020, per lo sviluppo futuro dell'area di Bacton come hub per la produzione di idrogeno.
In linea con una razionalizzazione del portafoglio progetti di CCS nel Regno Unito e con l'obiettivo di valorizzare asset upstream operati, nel 2021 Eni ha annunciato l'uscita dai progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%) in corso di sviluppo con altri partner del settore Oil & Gas.

Le altre attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) programma di ottimizzazione della produzione, attività manutentive e di asset integrity nel campo operato di Liverpool Bay (Eni 100%); (ii) la perforazione di pozzi di infilling e attività manutentive nei campi di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) e J-Area (Eni 33%); e (iii) le attività di abbandono a progetto nella Hewett Area.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nel marzo 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta ad olio e gas associato di HDLE nella concessione Zemlet el Arbi (Eni 49%), nell'area del Berkine Nord.
Nel corso del 2021 Eni e Sonatrach hanno firmato diversi accordi negli ambiti dell'esplorazione e produzione, ricerca e sviluppo e decarbonizzazione. In particolare: (i) rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo nella regione del bacino del Berkine, anche attraverso la realizzazione di un hub di sviluppo del gas e del petrolio in sinergia con le installazioni esistenti di MLE-CAFC. Inoltre nel dicembre 2021 è stato firmato un nuovo contratto petrolifero di PSA relativo alla parte meridionale dell'area del Berkine (Eni 75%), in prossimità di asset produttivi operati; (ii) è stato firmato un Memorandum d'Intesa per lo sviluppo di iniziative congiunte nel settore delle nuove tecnologie, delle energie rinnovabili, dell'idrogeno, della cattura, utilizzo e stoccaggio della CO_2, della bioraffinazione, e di molteplici altre iniziative in linea con l'impegno di Eni verso il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.
Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) il programma di sviluppo dell'area del Berkine Nord (Eni 49%) con la perforazione e l'allacciamento di un pozzo produttore a gas e di tre pozzi produttori a olio, nonché un programma di workover; (ii) interventi di ottimizzazione della produzione dei campi di Zea nel Blocco 403 a/d (Eni dal 65% al 100%, operatore) e di BRN/BRW nel Blocco 403 (Eni 50%, operatore) nonché nel Blocco 405b (Eni 75%, operatore) e nel Blocco 404 (Eni 12,25%); e (iii) attività manutentive nel Blocco 208 (Eni 12,5%).

EGITTO

Nel gennaio 2022, Eni si è aggiudicata cinque nuove licenze esplorative, quattro delle quali operate, nell'offshore e onshore egiziano, a seguito della positiva partecipazione al bando Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021. Le licenze sono distribuite nei bacini di maggior interesse per Eni: Mediterraneo Orientale, Deserto Occidentale e Golfo di Suez, per una superficie totale di circa 8.410 chilometri quadrati.
Nel giugno 2021, è stato firmato con l'Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) e Lukoil un accordo per l'unione e l'estensione al 2036, con la possibilità di ulteriore prolungamento al 2041, delle concessioni delle aree contrattuali di Meleiha e Meleiha Deep. L'accordo permetterà di valorizzare, attraverso condizioni contrattuali migliorative, le considerevoli risorse dell'area, aggiungendo nuovo potenziale esplorativo. Inoltre, la costruzione di un nuovo impianto di trattamento del gas, che sarà connesso alle facility produttive esistenti, offrirà la possibilità di sviluppare ulteriormente le riserve dell'area.
Nel luglio 2021 è stato firmato un accordo con le società di Stato dell'energia, dell'elettricità e del gas per valutare la fattibilità tecnica ed economica della produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu in sinergia con lo stoccaggio di CO_2 in giacimenti esausti di gas naturale.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field: (i) nella concessione in produzione del Sinai (Eni 100%, operatore), con il pozzo esplorativo mineralizzato a olio di BLSE 1 e conseguente start-up attraverso il collegamento alle facility produttive esistenti; e (ii) nelle concessioni in produzioni del Deserto Occidentale con 8 pozzi esplorativi di successo mineralizzati a olio e gas naturale e già avviati in produzione. Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario anche in aree produttive mature.
Nel corso del 2021 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento di attività di drilling di sviluppo e conseguente start-up produttivo nelle aree in produzione del Sinai e del Deserto Occidentale nonché programmi di ottimizzazione della produzione attraverso attività di work-over; (ii) un programma di Asset Integrity nella concessione del Sinai con diverse iniziative per migliorare la sicurezza impiantistica e il mantenimento degli standard ambientali; (iii) l'avvio delle attività di studio per la messa in opera di un campo fotovoltaico da 15 MW nell'area del giacimento di Abu Rudeis (Eni 100%, operatore) al fine di abbattere contemporaneamente i costi di energia elettrica dalla rete nazionale e le relative emissioni di CO_2. Lo start-up è previsto entro la fine

del 2022; (iv) un programma di drilling di sviluppo nella concessione di Baltim (Eni 50%, operatore); e (v) il progetto Meleiha Phase 2, con il proseguimento delle attività necessarie nell'ambito della fase di pre-FID.
Le attività relative allo sviluppo della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) attività di EPCI (engineering, procurement, construction & installation) per la realizzazione di nuove facility sottomarine e di due nuove unità di trattamento della capacità di 6.000 barili/giorno per la gestione e il recupero dell'acqua di produzione. È allo studio la realizzazione di ulteriori tre unità della capacità di 9.000 barili/giorno; e (ii) il proseguimento delle attività di drilling di sviluppo con il completamento di due pozzi produttori che saranno avviati in produzione nel corso del 2022.
Al 31 dicembre 2021 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a $5,6 miliardi pari a €5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €93 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 706 milioni di boe.
Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due diversi programmi di intervento da realizzarsi entro il 2024. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo programma, per un valore complessivo di $20 milioni, include iniziative di supporto socio-economico, sanitario e formazione, a favore delle comunità locali. In particolare: (i) a seguito del completamento del centro di assistenza sanitaria nell'area di Port Said, nel corso del 2021 è stata avviata la fase 2 del programma. Le attività previste includono l'equipaggiamento dell'ospedale, la formazione del personale sanitario e campagne di sensibilizzazione sanitaria; (ii) con la realizzazione di un centro giovanile completato nel 2020, sono state avviate le iniziative di formazione che saranno realizzate da Eni. In particolare, è stata avviata la Zohr Applied Technology School in partenariato con El Sewedy Electric Foundation ed in coordinamento con le autorità locali. Sono stati avviati i lavori civili di ristrutturazione delle infrastrutture che sono stati completati nel corso dei primi mesi del 2022; e (iii) alla fine del 2021 si sono concluse le attività d'identificazione di un programma di educazione tecnica. L'avvio delle attività formative è previsto nel corso del 2022.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola Nel marzo 2022, firmato l'accordo con BP per la costituzione di Azule Energy, una nuova business combination a controllo congiunto dei rispettivi portafogli upstream nel Paese, che segue il memorandum d'intesa (MoU) non vincolante di maggio 2021. In particolare, la nuova società potrà generare significative sinergie operative, perseguire un ambizioso piano di investimenti e aumentare il tasso di crescita nell'area. L'operazione evidenzia l'impegno di entrambe le società a continuare a sviluppare il potenziale del settore upstream del Paese e nel contempo supportare il processo di transizione energetica attraverso lo sviluppo di progetti a gas e nell'ambito delle energie rinnovabili. Il closing dell'operazione è soggetta a determinate condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità locali preposte.
Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un protocollo d'intesa con ANPG e Sonangol per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock al sistema di bioraffinazione Eni.
Nel dicembre 2021 è stata conseguita l'estensione ventennale del Blocco 0 (Eni 9,8%) nell'offshore della provincia di Cabinda nel nord del Paese, con termine della scadenza al 2050.
Nel dicembre 2021, è stata conseguita la FID dei campi di Quiluma & Maboqueiro nell'ambito del primo sviluppo del New Gas Consortium (Eni 25,6%). Il progetto prevede due piattaforme offshore, un impianto onshore di trattamento gas e il collegamento all'impianto A-LNG per la commercializzazione del gas, attraverso carichi di GNL, e condensati.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%): (i) nel 2021 con la scoperta a olio di Cuica-1 nell'area di sviluppo di Cabaça, che consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco; e (ii) nel marzo 2022 con il pozzo di delineazione Ndungu-2 che consente di incrementare la stima delle risorse del giacimento fino a 800-1.000 milioni di boe in posto.
Nel 2021 è stata avviata la produzione del campo di Cuica, a soli 4 mesi dalla scoperta, e di Cabaça North attraverso la FPSO Armada Olombendo con l'obiettivo di incrementare e sostenere il plateau produttivo nell'ambito dello sviluppo del Blocco operato 15/06.
Nel febbraio 2022 è stato avviato il progetto di Ndungu Early Production nel Blocco operato 15/06 attraverso

il collegamento alla FPSO Ngoma, progettata per avere una capacità di trattamento di circa 100 mila barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge anche grazie agli upgrade di impianto effettuati nel 2021 per minimizzare le emissioni, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni per l'azzeramento delle emissioni.
Gli start-up produttivi raggiunti confermano il successo della campagna di esplorazione ILX (Infrastucture Led Exploration) condotta nel Paese, che attraverso l'applicazione di uno sviluppo modulare e semplificato consente un rapido time-to-market delle scoperte effettuate.
Le altre attività del Blocco 15/06 hanno riguardato il progetto di sviluppo Agogo Early Production Phase 2, con l'avvio delle attività per la realizzazione delle facility sottomarine necessarie. Il futuro programma di sviluppo di Agogo prevede anche una fase di full field development che include la realizzazione di una ulteriore FPSO. In particolare, sono stati completati gli studi di concept definition, le attività di FEED e sono state avviate le procedure per l'assegnazione dei contratti principali.
Nelle aree non operate, sono proseguite le attività di sviluppo nel Blocco 0. In particolare: (i) il progetto Sanha Lean Gas Connection and Booster Gas Compressor con l'obiettivo di incrementare la produzione del gas associato del Blocco 0 da destinare all'impianto di liquefazione A-LNG (Eni 13,6%); (ii) lo sviluppo del giacimento di Lifua-A, con la realizzazione di facility offshore. Lo start-up è previsto nel 2022; e (iii) le attività di FEED dei progetti South Ndola e Sanha-Mafumeira connector che prevedono la realizzazione delle facility di trasporto per la messa in produzione delle riserve residuali dell'area.
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio delle attività di FEED del progetto Punja nel Blocco 3/05-A (Eni 12%); e (ii) il raggiungimento della FID e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) per la prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe. Il progetto segue la firma del protocollo d'intenti con la compagnia di stato Sonangol nel 2019 che includeva la costituzione della società a controllo paritetico Solenova per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile. L'avvio dell'impianto è previsto nel quarto trimestre 2022 con una capacità di 25 MW, incrementabili in una ulteriore fase fino a raggiungere una capacità totale di 50 MW. Il progetto consentirà di limitare il consumo di gasolio per la generazione di elettricità, riducendo di conseguenza le emissioni di gas serra (GHG) e contribuendo al processo di transizione energetica del Paese. Le attività in programma prevedono anche diverse iniziative nell'ambito dell'accesso all'energia e all'acqua, salute e istruzione.
I programmi e le iniziative di sviluppo locale sono proseguiti nell'anno, in particolare: (i) il progetto integrato South West nelle province di Huila e Namibe a supporto delle comunità locali colpite dalla siccità; (ii) nell'ambito dell'accesso all'energia, con interventi di elettrificazione di centri di salute con l'installazione di pannelli solari; (iii) un programma di sviluppo agricolo nell'area di Cabinda in collaborazione con le istituzioni locali; (iv) continuo supporto all'iniziativa di Halo Trust per lo sminamento dei terreni nella provincia di Benguela; e (v) diverse iniziative nell'ambito della salute nelle aree di Luanda, Cabinda e Zaire che prevedono programmi di formazione del personale sanitario nonché la fornitura di attrezzature e materiale medico.

Congo Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un Memorandum d'Intesa con le autorità del Paese per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture di ricino su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock alle bioraffinerie Eni.
Inoltre, nel corso del 2021: (i) in linea con a strategia Eni di razionalizzazione del portafoglio produttivo, sono stati rilasciati gli asset operati di Loango II (Eni 42,5%) e Zatchi II (Eni 55,25%), con effetto 1 gennaio 2022; (ii) nell'ambito di possibili sviluppi di progetti GNL, il PSA del permesso produttivo Marine XII (Eni 65%, operatore) è stato emendato per includere un nuovo regime fiscale ad essi dedicato. In particolare, sono in corso gli studi per sviluppo fast-track del progetto di valorizzazione del gas associato e non associato sia per la produzione di energia elettrica per il mercato domestico sia per l'esportazione di GNL, anche con l'obiettivo di supportare il target dello zero routine flaring. Il progetto per l'esportazione del GNL prevede lo sviluppo modulare e per fasi con un ridotto time-to-market. La capacità produttiva di liquefazione sarà di circa 2 milioni di tonnellate/anno a plateau. Lo start-up è atteso nel 2023.
Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) l'ulteriore fase di sviluppo del giacimento in produzione Nené-Banga nel blocco Marine XII, con la costruzione della nuova piattaforma produttiva. Lo start-up è previsto nella seconda metà del 2022; (ii) nell'ambito dei programmi culturali a sostegno delle comunità locali, si è proseguito nella realizzazione del Centro di ricerca a Oyo, che si prevede di inaugurare e rendere operativo già nel 2022; e (iii) sono proseguite le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda con iniziative a supporto dello sviluppo economico, agricolo, accesso all'acqua, programmi di istruzione e progetti per lo sviluppo dei servizi sanitari; e (iv) il programma CATREP a sostegno dell'economia agricola locale, attraverso iniziative nell'applicazione di

tecniche agronomiche innovative con l'obiettivo di integrare i produttori locali all'interno della filiera a supporto del Memorandum d'Intesa di agri-biofeedstock firmato nel 2021.

Mozambico Nel febbraio 2022, Eni e il Ministero dell'Agricoltura e dello Sviluppo Rurale della Repubblica del Mozambico hanno firmato un accordo per la cooperazione e lo sviluppo di progetti agricoli nel Paese, finalizzati alla produzione di semi oleaginosi e oli vegetali da utilizzare come agro-biofeedstock per la produzione di biocarburanti.
Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, e le scoperte a gas del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase midstream (liquefazione).
Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long term della durata di venti anni con opzione di estensione di ulteriore dieci anni.
Le attività di sviluppo del progetto sono in via di completamento. Lo start-up è previsto entro la fine del 2022.
Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (TotalEnergies), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled. Il progetto iniziale prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Il piano di sviluppo è stato approvato, nel 2019, dalle competenti autorità del Paese. Gli operatori di Area 4 continuano le attività di revisione del progetto, anche attraverso la massimizzazione delle sinergie con Area 1, per ottimizzare i costi di sviluppo.
Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile. In particolare, nella città di Pemba, sono stati completati i progetti infrastrutturali previsti e avviate le iniziative di formazione anche con l'erogazione di borse di studio; (ii) avviata la seconda fase del programma di accesso all'energia anche attraverso progetti di clean cooking; (iii) supporto alle popolazioni disagiate in particolare nella provincia di Cabo Delgado e nell'area di Maputo, anche attraverso aiuti alimentari; e (iv) nell'ambito del progetto di sviluppo Coral South, sono state avviate diverse iniziative, anche attraverso il coinvolgimento dei fornitori, con l'obiettivo di ampliare la forza lavoro e delle piccole e medie imprese locali.

Nigeria Nel gennaio 2021, Eni e gli altri partner dell'area hanno completato la cessione del blocco onshore in produzione OML 17 (Eni 5%).
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco OML 61 (Eni 20%, operatore) con il pozzo esplorativo Obiafu 42 mineralizzato a gas naturale e condensati.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione anche attraverso interventi di work-over nei blocchi OML 60, 61, 62 e 63, nel campo a gas Kolo Creek nel blocco OML 28 (Eni 5%), nel campo a olio di Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%) e nel blocco OML 118 (Eni 12,5%); e (ii) la perforazione di 4 pozzi a olio nei Blocchi OML 79, 35 e 36 (Eni 5%) e 6 pozzi a gas nei blocchi OML 21 e 22 (Eni 5%) nei campi di Assa North ed Enhwe.
Nel 2021 è proseguita la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura a favore delle comunità colpite da crisi umanitaria nelle aree del nord-est della Nigeria. In particolare, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di manutenzione per garantire un uso sostenibile delle infrastrutture realizzate. Dal 2018, anno di avvio del programma, sono stati realizzati 22 pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione, a beneficio di circa 67.000 persone. Nel marzo 2022, Eni e FAO, in collaborazione con NNPC, hanno completato e consegnato 11 impianti idrici alimentati da sistemi fotovoltaici negli Stati di Borno e Yobo, nel nord-est della Nigeria. Inoltre, sono proseguite le iniziative relative a: (i) progetti infrastrutturali, come la realizzazione di strade, scuole, centri di salute, opere di elettrificazione ed idriche; (ii) programmi formativi, anche attraverso l'erogazione di borse di studio; (iii) programmi di accesso all'energia; e (iv) il Green River Project a sostegno dei produttori locali.
Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2021 sono stati pari a circa 27 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati sta-

tunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

KAZAKHSTAN

Kashagan Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività in corso, sanzionate nel 2020, prevedono l'incremento della capacità di trattamento del gas associato attraverso: (i) la reiniezione in giacimento con l'upgrading delle facility esistenti; e (ii) per la restante parte dei volumi di gas associato, la consegna a una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione.
Inoltre, nel corso dell'anno è stata completata l'attività di riqualificazione con efficientamento energetico di una scuola nella regione del Turkestan, realizzata in partenariato con UNDP (United Nations Development Programme).
Al 31 dicembre 2021 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a $10 miliardi, pari a €8,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2021 ($7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti ($2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €66 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 633 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2020 per effetto prezzo.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak: (i) è stato completato il progetto Karachaganak Debottlenecking mentre è in corso di finalizzazione la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) prosegue il Karachaganak Expansion Project (KEP) per l'incremento in fasi della capacità di reiniezione di gas. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine del 2020, includono la realizzazione di una sesta linea di iniezione, la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e una nuova unità di compressione gas. L'avvio è previsto nel 2024. Inoltre, il progetto prevede un'ulteriore fase con l'installazione di una nuova unità di trattamento e di un'ulteriore unità di compressione.
Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di strade, costruzione di centri sportivi; (iii) supporto medico-sanitario anche attraverso la distribuzione di medicinali, a seguito dell'emergenza sanitaria conseguente alla pandemia COVID-19.
Al 31 dicembre 2021 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a $4,4 miliardi, pari a €3,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €123 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 399 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2020, dovuta principalmente ad effetto prezzo.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nel 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo XF-002 nel Blocco 2 (Eni 70%, operatore), offshore Abu Dhabi. Le operazioni di perforazione sono in corso e al completamento previsto nel secondo trimestre del 2022 saranno valutate le dimensioni della scoperta.
Nell'aprile 2021 è stato acquisito con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo 7 (Eni 90%), nell'onshore di Ras Al Khaimah. La presenza di infrastrutture di trattamento gas nell'area con capacità disponibile permetterà una rapida messa in produzione delle eventuali scoperte.
Nel 2021 è stata avviata la produzione del campo di di Mahani, situato nella Concessione onshore Area B (Eni 50%) dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla scoperta esplorativa con il pozzo Mahani 1, e in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero. Le attività di sviluppo per le quali è stata presa la decisione finale d'investimento prevedono il progressivo ramp-up della produzione attraverso il collegamento di ulteriori due pozzi produttori.

Nel corso dell'anno sono stati sanzionati due progetti: il Dalma Gas Development nella concessione offshore di Gasha (Eni 25%) e il Umm Shaif Long Term Development Ph.1 nella concessione Umm Shaif (Eni 10%).

Indonesia Nel giugno 2021 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding con l'agenzia governativa SKK Migas per la collaborazione nell'ambito della ricerca degli idrocarburi nel Paese. L'accordo prevede l'utilizzo di tecnologie proprietarie Eni, in particolare attraverso le tecniche di calcolo ed elaborazione del Green Data Center, per una valutazione di diversi prospetti esplorativi.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di delineazione Maha 2, nel Blocco offshore di West Ganal (Eni 40%, operatore), in prossimità del giacimento in produzione di Jangkrik.
Nel 2021 è stata avviata la produzione del progetto a gas di Merakes, nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%), nelle acque profonde del Kalimantan Orientale. La produzione, ottenuta con il completamento di cinque pozzi sottomarini, viene trattata dall'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik (Eni 55%, operatore). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, è spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto nel mercato domestico.
Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) i programmi di sviluppo dei progetti Merakes East e Maha, con la finalizzazione delle attività di concept selection e l'avvio delle attività di concept definition; (ii) le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

Iraq Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair (Eni 41,56%), che consentirà di raggiungere il livello produttivo di plateau pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni.
Nel febbraio 2022, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo sostenibile, Eni in collaborazione con l'Unione Europea e l'UNICEF, ha avviato un progetto in partnership con il Governatorato di Bassora, volto a migliorare la qualità dell'acqua per 850.000 persone nella città di Bassora, compresi oltre 160.000 bambini come beneficiari diretti.
Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) è stato avviato un programma integrato di formazione nel distretto di Zubair, che prevede iniziative di training specifico al personale scolastico e la realizzazione di una piattaforma educativa online a seguito dell'impatto della pandemia COVID-19; (ii) prosegue il programma di costruzione di un nuovo edificio scolastico nell'area di Zubair, con completamento atteso nel 2023, nonché le iniziative relative ad interventi di ristrutturazione e fornitura di materiali; (iii) progetto di formazione di medici in ambito pediatrico, la ristrutturazione e ampliamento del Basra Cancer Children Hospital nonché la fornitura di apparecchiature mediche specifiche in ambito oncologico; e (iv) attività di upgrading dell'impianto di fornitura di acqua potabile di Al Barjazia nell'area di Zubair nonché la costruzione di un nuovo impianto nell'area di Bassora.

AMERICA

Messico Nel gennaio 2022 è stato firmato con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) un memorandum d'intesa (MoU) quadriennale per identificare potenziali iniziative progettuali congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la diversificazione economica, la protezione del patrimonio naturale e culturale, l'accesso ai servizi di base e per rispettare e promuovere i diritti umani e l'inclusione.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Sayulita, nell'offshore del Paese nel Blocco 10 operato (Eni 65%) che fa seguito a quella di Saasken nel 2020; individuati 150-200 milioni di barili di olio in posto che aumentano le prospettive di commercialità dell'area; (ii) Yoti West nel Blocco OBO AC12 (Eni 40%) con risorse stimate in circa 170 milioni di barili di olio in posto.
Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1 (Eni 100%) già in produzione. In particolare: (i) è stata completata la riconversione e upgrading della FPSO destinata al programma di sviluppo della licenza nonché le facility di collegamento; (ii) installata la prima piat-

taforma produttiva nel campo di Amoca; e (iii) le attività di drilling di sviluppo proseguono sul giacimento in produzione di Mizton, mentre sono state avviate le attività sul campo di Amoca. L'avvio della FPSO è avvenuto il 23 febbraio 2022, con conseguente ramp-up produttivo.
L'ulteriore fase del progetto prevede la costruzione ed installazione di due piattaforme produttive addizionali, nel campo di Amoca e Tecoalli.
Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto della disoccupazione, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (ii) attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici; (iii) iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo dell'attività ittica; (iv) completato l'Human Right Action Plan, che individua il piano di azione nell'ambito dei diritti umani; e (v) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia.

INIZIATIVE DI FORESTRY

Le soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS) rappresentano una delle leve per l'abbattimento delle emissioni residue nell'ambito del processo di decarbonizzazione di Eni. Tra queste, nel 2019 Eni ha avviato iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, considerate tra le più rilevanti a livello internazionale, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici.
Tali iniziative si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici), prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO_2. I progetti favoriscono al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. All'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni che affianca i Governi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions), i Piani di Sviluppo Nazionali e con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.
Eni ha costruito nel tempo solide partnership con sviluppatori internazionali riconosciuti di progetti REDD+ quali BioCarbon Partners, Terra Global, Peace Parks Foundation, First Climate, Carbonsink e Carbon Credits Consulting. La collaborazione con tali sviluppatori consente a Eni di sovrintendere ogni fase dell'attività, dalla progettazione, allo sviluppo e all'implementazione fino alla verifica della riduzione delle emissioni, con un ruolo attivo nella Governance del progetto.
La partecipazione diretta nei progetti permette non solo di garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche di ottenere standard più elevati, riconosciuti a livello internazionale, per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio (Verified Carbon Standard – VCS) e delle ricadute sociali e ambientali (Climate Community & Biodiversity Standards – CCB).
L'avvio delle iniziative forestry è stato sancito con l'accordo nel 2019 con BioCarbon Partners, attraverso il quale Eni ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia. Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge circa 200.000 beneficiari anche con iniziative di diversificazione economica, ed è, al momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto da parte di VERRA, organizzazione no-profit leader nella certificazione dei crediti di carbonio generati, la validazione CCB 'Triple Gold' standard per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale. Eni si è impegnata ad acquistare i crediti di carbonio generati dal progetto fino al 2038.
Nel corso dell'anno sono stati finalizzati gli accordi a sostegno dello sviluppo dei progetti Ntakata Mountains in Tanzania e Lower Zambezi in Zambia, ed inoltre è stato avviato il progetto Amigos de Lakmul in Messico. Nel 2021 i crediti generati da tali progetti sono stati pari a oltre 2 milioni di tonnellate di CO_2.
Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre collaborazioni con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America latina ed Asia. L'obiettivo nel medio-lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 20 milioni di tonnellate nel 2030.

INIZIATIVE AGRO-FEEDSTOCK

Nel corso dell'anno Eni ha finalizzato accordi con le autorità del Kenya, Congo, Angola, Ruanda e Costa d'Avorio, nonché nel 2022 del Mozambico e del Benin con l'obiettivo di decarbonizzare il mix energetico locale attraverso la catena del valore dei biocarburanti promuovendo iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock (cariche Low ILUC – Indirect Land Use Change) per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare. Il piano di sviluppo delle attività individuate si basa sull'integrazione verticale e comprende accordi con agricoltori e cooperative locali ai quali viene demandata la produzione di semi oleaginosi e la realizzazione da parte di Eni di centri di raccolta ed estrazione dell'olio (Agri Hubs). I sottoprodotti della filiera produttiva saranno destinati ai mercati locali ed eventualmente all'export. Le iniziative inoltre promuoveranno lo sviluppo rurale, il ripristino dei terreni attraverso l'agricoltura sostenibile e rigenerativa, con conseguenti effetti positivi sullo sviluppo socio-economico con ricadute occupazionali, opportunità di accesso al mercato nonché tutela dei diritti umani, salute e sicurezza alimentare.
La definizione di ulteriori programmi, in analogia al modello adottato, è in corso di valutazione in altri Paesi.
In particolare, l'avvio della produzione a livello industriale è previsto in una prima fase in: (i) Kenya, dove il programma di sviluppo prevede la realizzazione di 20 agri hub con avvio previsto nel 2022. Inoltre, l'accordo definito prevede anche attività di ingegneria finalizzate alla trasformazione dell'attuale raffineria di Mombasa in una bioraffineria per la produzione di HVO e Biojet; nonché la raccolta dell'UCO (Used Cooking Oil) ai fini dell'utilizzo come feedstock; (ii) Congo, dove l'avvio delle attività definite è previsto nel 2023.
La capacità a regime prevede una produzione di 350 mila tonnellate a partire dal 2026 e un coinvolgimento di circa 300 mila agricoltori. La produzione complessiva è prevista successivamente raggiungere un volume di agro-feedstock di oltre 800 mila tonnellate al 2030, grazie al contributo delle iniziative addizionali negli altri Paesi.
Nell'ambito di tale modello di sviluppo, nel novembre 2021 Eni ha finalizzato una partnership strategica con il Gruppo Bonifiche Ferraresi attraverso la costituzione di una joint venture paritetica. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi. In particolare, le attività incluse nell'accordo prevedono: (i) ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come carica nelle bioraffinerie; (ii) supporto allo sviluppo dei progetti Eni nei Paesi di interesse attraverso il trasferimento di know-how, fornitura di sementi e prodotti per l'agricoltura.

Global Gas & LNG Portfolio

€ 580 mln
Utile operativo adjusted
vs. 2020: +78%

70,45 mln mc
Vendite gas naturale nel mondo
vs. 2020: +8% anche grazie ai
maggiori volumi venduti di GNL

Accordo a **Taiwan** con
CPC Corporation
per la fornitura di un carico di **GNL**
certificato carbon neutral secondo
lo standard PAS2060

Conseguito il target
di **zero infortuni**
nel 2021



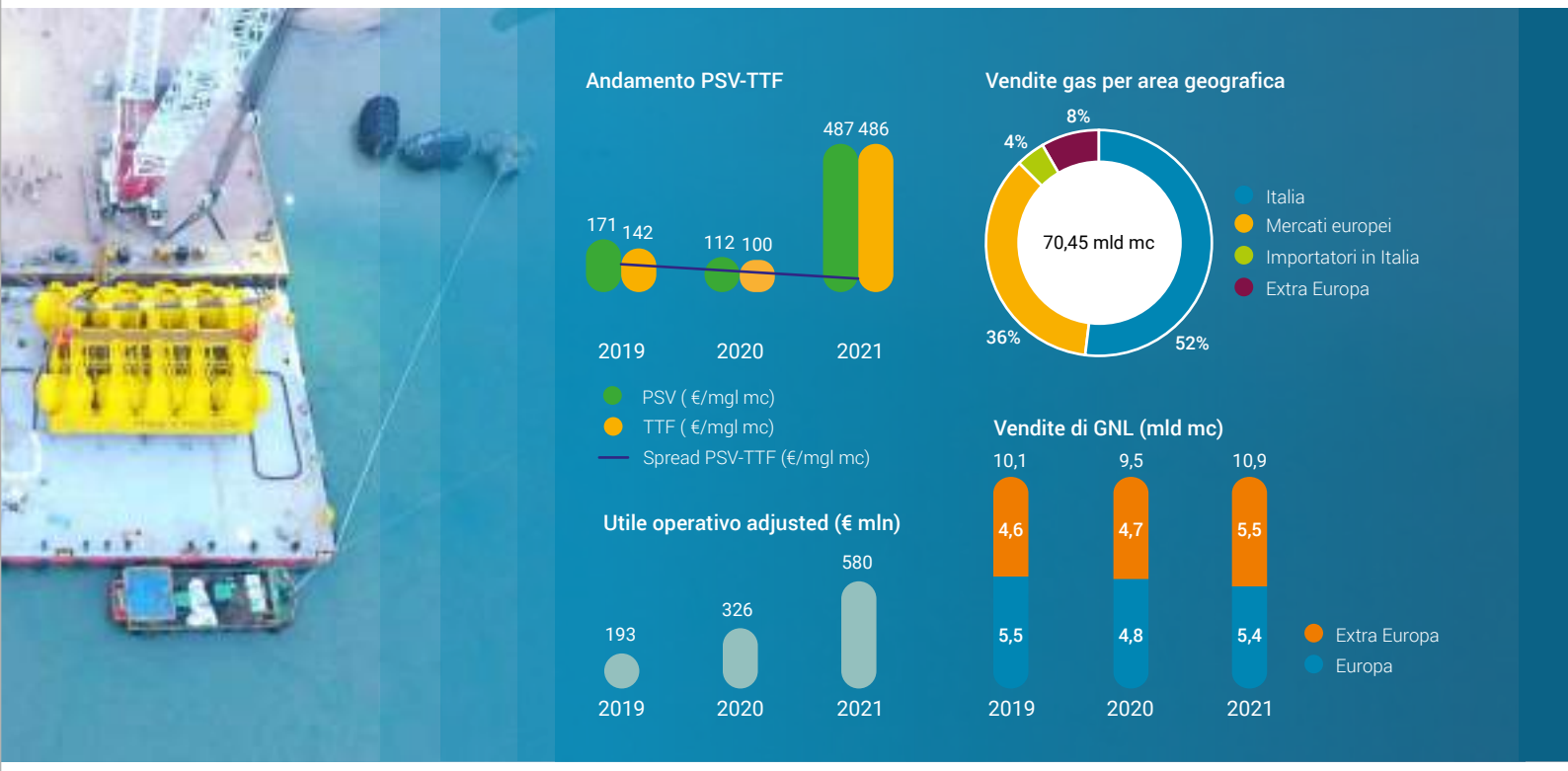
PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	1,15	0,56
di cui: dipendenti		*0,00*	*0,99*	*0,96*
contrattisti		*0,00*	*1,37*	*0,00*
Vendite gas naturale[b]	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85
Italia		36,88	37,30	37,98
Resto d'Europa		28,01	23,00	26,72
di cui: Impor tatori in Italia		*2,89*	*3,67*	*4,37*
Mercati europei		*25,12*	*19,33*	*22,35*
Resto del mondo		5,56	4,69	8,15
Vendite di GNL[c]		10,9	9,5	10,1
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	847	700	711
di cui all'estero		*571*	*410*	*418*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	1,01	0,36	0,25

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.
(b) Include vendite intercompany.
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

Performance dell'anno

- Conseguito il target di zero infortuni di dipendenti e contrattisti.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 1,01 milioni di tonnellate di CO_2eq. evidenziano un trend in aumento dell'incremento di volumi di gas trasportati dai gasdotti TTPC e TMPC e del consolidamento dell'impianto di liquefazione di Damietta.
- Le vendite di gas naturale di 70,45 miliardi di metri cubi sono in aumento dell'8% rispetto al 2020 (+5,46 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di GNL di 10,9 miliardi di metri cubi sono in aumento del 14,7% rispetto al 2020.



Sviluppi di business

Firmato un accordo con CPC Corporation, utility taiwanese, per la fornitura presso il terminale di ricezione di Yung An (Taiwan) di un carico di GNL certificato carbon neutral secondo lo standard riconosciuto a livello internazionale PAS2060, proveniente dall'impianto di liquefazione di Bontang in Indonesia alimentato con il gas del giacimento Eni di Jangkrik. Le emissioni GHG associate all'intera catena del valore del carico, includendo la produzione di gas, la trasmissione, la liquefazione, il trasporto, la rigassificazione, la distribuzione e l'utilizzo finale, sono state compensate dai crediti emissivi derivanti da progetti di conservazione delle foreste. In particolare, i crediti sono stati acquisiti da due progetti REDD+: Luangwa Community Forest in Zambia e Kulera Landscape in Malawi.

Nell'ambito della strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio, finalizzata alla crescita nei settori relativi alla transizione energetica, firmato un accordo per la cessione a Snam del 49,9% delle partecipazioni detenute (direttamente e indirettamente) da Eni nelle società che gestiscono i gasdotti onshore, che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (TMPC). L'operazione prevede il conferimento di tali partecipazioni in una jv della quale sarà ceduto a Snam il 49,9% per il corrispettivo di circa €385 milioni (Eni manterrà la quota residua del 50,1%). Tale transazione consente inoltre di valorizzare in maniera sinergica le rispettive competenze su una rotta strategica per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale in Italia, favorendo potenziali iniziative di sviluppo nella catena del valore dell'idrogeno dal Nord Africa.

È stata annunciata da parte del management la cessione della quota del 50% del gasdotto Blue Stream che trasporta gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero, commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas.

Nel marzo 2021 è stata completata la ristrutturazione di Unión Fenosa Gas tramite la finalizzazione degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della JV Unión Fenosa Gas con i partner egiziani. L'accordo ha previsto la rilevazione della quota del 50% nell'impianto di Damietta e della relativa capacità di liquefazione, nonché delle attività di commercializzazione del gas in Spagna detenute da UFG ed il conseguente riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta.

GAS NATURALE

APPROVVIGIONAMENTI

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 70,98 miliardi di metri cubi, in aumento di 8,82 miliardi di metri cubi, pari al 14,2% rispetto al 2020. I volumi di gas approvvigionati all'estero (67,39 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono aumentati rispetto al 2020 (+12,70 miliardi di metri cubi; +23%) principalmente per effetto dei maggiori volumi approvvigionati in Russia (+7,72 miliardi di metri cubi), in Algeria (+4,90 miliardi di metri cubi), nel Regno Unito (+1,03 miliardi di metri cubi) e in Indonesia (+0,66 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai minori acquisti effettuati in Libia (-1,26 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (3,59 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione del 51,9% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**3,59**	**7,47**	**5,57**	**(3,88)**	**(51,9)**
Russia	30,21	22,49	24,36	7,72	34,3
Algeria (incluso il GNL)	10,12	5,22	6,66	4,90	93,9
Libia	3,18	4,44	5,86	(1,26)	(28,4)
Paesi Bassi	1,41	1,11	4,12	0,30	27,0
Norvegia	7,52	7,19	6,43	0,33	4,6
Regno Unito	2,65	1,62	1,75	1,03	63,6
Indonesia (GNL)	1,81	1,15	1,58	0,66	57,4
Qatar (GNL)	2,30	2,47	2,79	(0,17)	(6,9)
Altri acquisti di gas naturale	2,39	5,24	7,90	(2,85)	(54,4)
Altri acquisti di GNL	5,80	3,76	3,40	2,04	54,3
ESTERO	**67,39**	**54,69**	**64,85**	**12,70**	**23,2**
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**70,98**	**62,16**	**70,42**	**8,82**	**14,2**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(0,86)	0,52	0,08	(1,38)	(265,4)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,04)	(0,03)	(0,22)	(0,01)	(33,3)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**70,08**	**62,65**	**70,28**	**7,43**	**11,9**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**0,37**	**2,34**	**2,57**	**(1,97)**	**(84,2)**
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**70,45**	**64,99**	**72,85**	**5,46**	**8,4**

Nel 2021, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (2,2 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (0,9 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (0,7 miliardi di metri cubi). I volumi di gas equity sono stati di 6,4 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 9% del totale delle disponibilità per la vendita. Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 0,37 miliardi di metri cubi (-84,2% rispetto al 2020) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Spagna ed Oman.

VENDITE

Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia. In tale scenario, la ripresa della domanda ha evidenziato incrementi di circa +7% e +6% nei consumi nazionali e nell'UE rispetto al 2020. Le vendite di gas naturale di 70,45 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) riportano una crescita di 5,46 miliardi di metri cubi vs. 2020, pari all'8,4% principalmente per maggiori vendite in Turchia e maggiori volumi commercializzati di GNL.

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**69,99**	**62,58**	**70,17**	**7,41**	**11,8**
Italia (inclusi autoconsumi)	36,88	37,30	37,98	(0,42)	(1,1)
Resto d'Europa	27,69	21,54	25,21	6,15	28,6
Extra Europa	5,42	3,74	6,98	1,68	44,9
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**0,46**	**2,41**	**2,68**	**(1,95)**	**(80,9)**
Resto d'Europa	0,32	1,46	1,51	(1,14)	(78,1)
Extra Europa	0,14	0,95	1,17	(0,81)	(85,3)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**70,45**	**64,99**	**72,85**	**5,46**	**8,4**

Le vendite in Italia pari a 36,88 miliardi di metri cubi sono in riduzione dell'1,1%, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati all'Hub e presso il settore termoelettrico ed industriale, in parte compensati dalle maggiori vendite al segmento grossisti. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,89 miliardi di metri cubi; -21,3% rispetto al 2020) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.
Le vendite sui mercati europei di 25,12 miliardi di metri cubi sono in aumento del 30% (+5,79 miliardi di metri cubi) rispetto al 2020.
Le vendite nei mercati extra europei pari a 5,56 miliardi di metri cubi hanno registrato un aumento del 18,6% rispetto allo scorso esercizio (+0,87 miliardi di metri cubi) a seguito dei maggiori volumi commercializzati nei mercati asiatici.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**36,88**	**37,30**	**37,98**	**(0,42)**	**(1,1)**
Grossisti	13,37	12,89	13,08	0,48	3,7
PSV e borsa	12,13	12,73	12,13	(0,60)	(4,7)
Industriali	4,07	4,21	4,62	(0,14)	(3,3)
Termoelettrici	0,94	1,34	1,90	(0,40)	(29,9)
Autoconsumi	6,37	6,13	6,25	0,24	3,9
VENDITE INTERNAZIONALI	**33,57**	**27,69**	**34,87**	**5,88**	**21,2**
Resto d'Europa	**28,01**	**23,00**	**26,72**	**5,01**	**21,8**
Importatori in Italia	2,89	3,67	4,37	(0,78)	(21,3)
Mercati europei:	25,12	19,33	22,35	5,79	30,0
Penisola Iberica	*3,75*	*3,94*	*4,22*	*(0,19)*	*(4,8)*
Germania/A ustria	*0,69*	*0,35*	*2,19*	*0,34*	*97,1*
Benelux	*3,47*	*3,58*	*3,78*	*(0,11)*	*(3,1)*
Regno Unito	*2,65*	*1,62*	*1,75*	*1,03*	*63,6*
Turchia	*8,50*	*4,59*	*5,56*	*3,91*	*85,2*
Francia	*5,80*	*5,01*	*4,47*	*0,79*	*15,8*
Altro	*0,26*	*0,24*	*0,38*	*0,02*	*8,3*
Mercati extra europei	**5,56**	**4,69**	**8,15**	**0,87**	**18,6**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**70,45**	**64,99**	**72,85**	**5,46**	**8,4**

GNL

VENDITE DI GNL

(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Europa	5,4	4,8	5,5	0,6	12,5
Extra Europa	5,5	4,7	4,6	0,8	17,0
TOTALE VENDITE GNL	**10,9**	**9,5**	**10,1**	**1,4**	**14,7**

Le vendite di GNL (10,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 14,7% rispetto al 2020 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dall'Egitto, Qatar, Indonesia e Nigeria e commercializzato in Europa e Asia.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.
Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.
I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni sono: (i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; (ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); (iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 520 chilometri; infine (iv) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero.

Energy Evolution







Refining & Mar eting e Chimica

1,1 mln ton/a
Capacità di bioraffinazione

€152 mln
Utile operativo adjusted del settore vs. 2020: +€146 mln

4,5 mln ton
Vendite di prodotti petrolchimici vs. 2020: +3% grazie alla ripresa della domanda

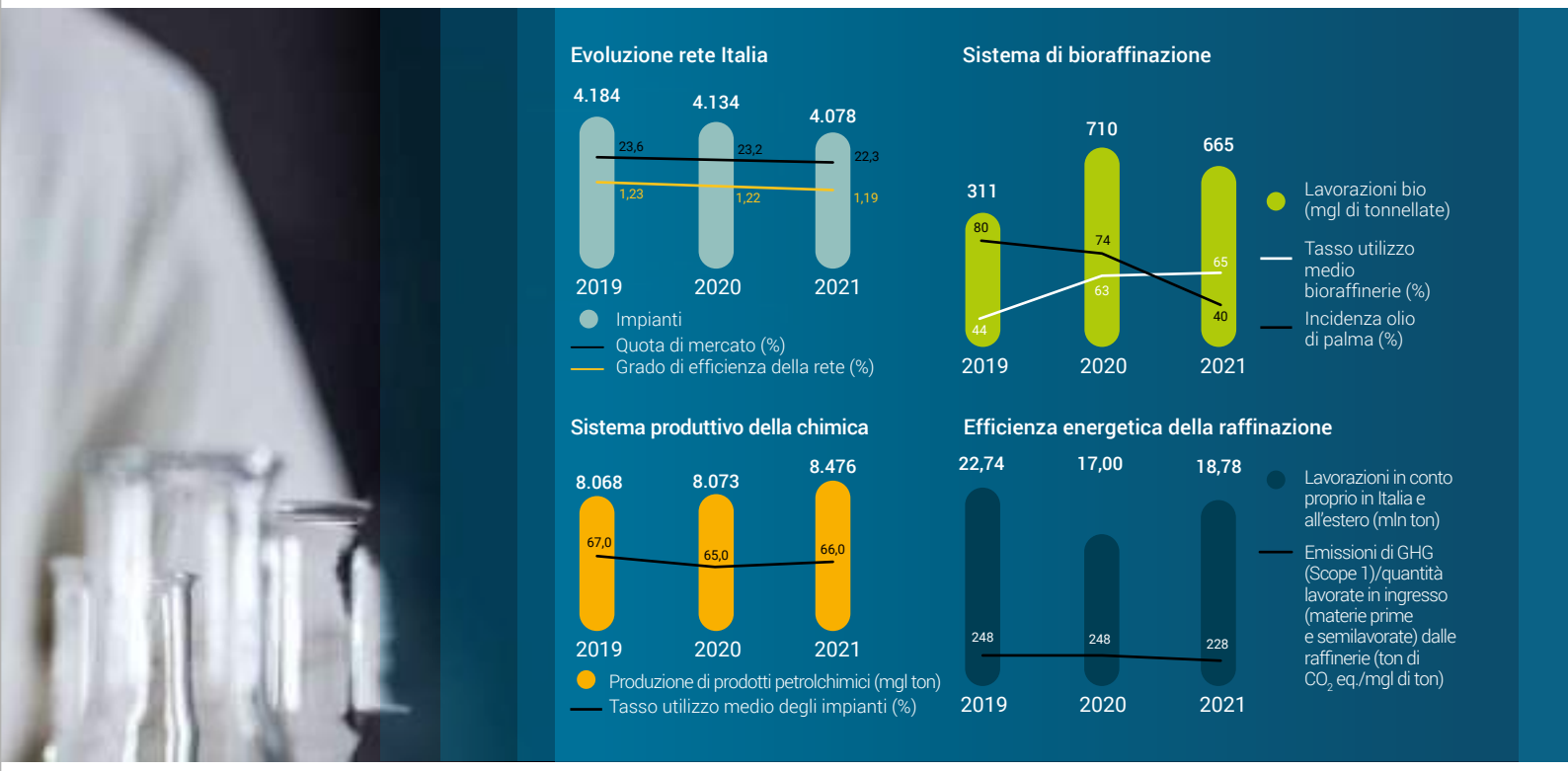
228
ton di CO_2eq./mgl di ton
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie vs. 2020: -8%



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,80	0,27
di cui: dipendenti		*1,13*	*1,17*	*0,24*
contrattisti		*0,49*	*0,48*	*0,29*
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	665	710	311
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie	(%)	65	63	44
Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale		49	54	54
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		76	69	88
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,23	6,61	8,25
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.314	5.369	5.411
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.521	1.390	1.766
Grado di efficienza della rete	(%)	1,19	1,22	1,23
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.476	8.073	8.068
Vendite di prodotti petrolchimici		4.451	4.339	4.295
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	66	65	67
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	13.072	11.471	11.626
di cui all'estero		*4.044*	*2.556*	*2.591*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	6,72	6,65	7,97
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2 eq./migliaia di tonnellate)	228	248	248

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.



Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,80) evidenzia una sostanziale tenuta rispetto al 2020.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) hanno registrato un lieve aumento (+1%) rispetto al 2020, a seguito della ripresa delle attività in particolare nel settore della chimica.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) delle raffinerie risultano in riduzione dell'8% rispetto al 2020, nonostante i maggiori volumi lavorati presso i siti di Sannazzaro e Livorno.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC Refining) nel 2021 sono state di 18,78 milioni di tonnellate, in aumento del 10,5% rispetto al periodo di confronto, beneficiando della ripresa economica del 2021 sostenuta dal riavvio delle attività che nel 2020 erano impattate dal parziale lockdown dell'economia.
- In riduzione i volumi di lavorazione di oli vegetali in un contesto di scenario particolarmente depresso (665 milioni di tonnellate, -6% rispetto al 2020).
- Vendite sulla rete in Italia (5,12 milioni di tonnellate) in aumento rispetto al 2020 (+12%) per la progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. Quota di mercato pari a 22,3% (23,2% nel 2020).
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 4,45 milioni di tonnellate sono aumentate del 3% grazie alla crescita macroeconomica, al rimbalzo della domanda in settori trainanti, quali il packaging e alla ripresa del settore automotive.

Sviluppi di business e operazioni di portafoglio

Al fine di ampliare il portafoglio della gamma dei polimeri da riciclo Versalis Revive® e di consolidare la leadership europea nei polimeri stirenici, Versalis ha acquisito la tecnologia e gli impianti di Ecoplastic, società specializzata nella filiera del recupero, riciclo e trasformazione dei polimeri stirenici. Si tratta del primo step del progetto di trasformazione del sito di Porto Marghera, che prevede per il prossimo anno l'installazione degli impianti acquisiti per la produzione di polimeri stirenici ottenuti totalmente da materia prima da riciclo. La capacità complessiva di questa prima fase sarà di circa 20 mila tonnellate/anno.
Finalizzata, nel mese di settembre, l'acquisizione del controllo di Finproject da parte di Versalis esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020. La società acquisita complementa il portafoglio di specialties di Versalis, consolidando la posizione di leader nel settore italiano delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity. Nel mese di gennaio 2022 la società Finproject ha ottenuto la certificazione ISCC Plus per le produzioni di compound e di prodotti da materie prime sostenibili.

Economia circolare e chimica green

Finalizzata l'acquisizione della società FRI-EL Biogas Holding, leader italiano nel settore della produzione di biogas. La società, rinominata EniBioCh4in, possiede e gestisce impianti per la generazione di energia elettrica da biogas e un impianto per il trattamento della FORSU, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Eni intende convertire tali impianti alla produzione di biometano da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni.

Versalis, nella più ampia strategia di decarbonizzazione Eni, ha avviato un piano di trasformazione che punta a rendere le proprie attività e prodotti sempre più diversificati e sostenibili nel rispetto dei principi dell'economia circolare.
Nel corso del 2021, è stata ampliata l'offerta di prodotti "circolari" realizzati con materie prime da riciclo da Versalis. Alla linea di prodotti Versalis Revive® si aggiunge infatti un nuovo prodotto denominato Versalis Revive® PS Air F – Series Forever e destinato all'imballaggio alimentare e realizzato per il 75% con polistirene riciclato ricavato dalla raccolta differenziata domestica. Il nuovo prodotto sviluppato da Versalis e Forever Plast SpA, è frutto della collaborazione con vari operatori della filiera dell'industria del polistirene: Corepla, Pro Food e Unionplast.

È stato inoltre confermato l'impegno rivolto allo sviluppo di tecnologie innovative sostenibili, attraverso l'accordo firmato con BTS Biogas, società italiana attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti di produzione di biogas, per lo sviluppo e la commercializzazione di una tecnologia per la produzione di biogas e biometano da biomasse residuali lignocellulosiche che farà leva sull'integrazione della tecnologia proprietaria Versalis per il pretrattamento termomeccanico delle biomasse, con quella di BTS Biogas per la produzione di biogas e biometano per via fermentativa.

Infine, sottoscritto un accordo tra Matrìca (joint venture Versalis/Novamont) e Lanxess leader nel settore delle specialità chimiche per la produzione di biocidi da materie prime rinnovabili. Da gennaio 2022 è stata avviata la fornitura di materie prime da fonti rinnovabili dell'impianto di Porto Torres ottenute da oli vegetali che Lanxess utilizzerà per produrre additivi industriali con azione biocida destinata al settore dei beni di consumo.

Mobilità sostenibile

Nell'ambito della strategia Eni di crescita della mobilità sostenibile, è stato firmato un accordo per offrire presso le stazioni di servizio Eni il servizio di sostituzione delle batterie (battery swapping) delle city car del produttore automobilistico XEV. L'accordo prevede che dal 2022 le city car XEV YOYO a zero emissioni entreranno a far parte della flotta Enjoy.

Inoltre, al fine di promuovere iniziative di decarbonizzazione del settore aereo e accelerare il processo di transizione ecologica degli aeroporti è stato siglato un accordo con SEA, società di gestione degli aeroporti di Milano Malpensa e Milano Linate, per l'introduzione di combustibili sostenibili destinati all'aviazione (SAF – Sustainable Aviation Fuel) e alla movimentazione a terra (HVO – Hydrotreated Vegetable Oil). L'accordo è in linea con il percorso già intrapreso con Aeroporti di Roma, che nel gennaio 2022 ha dato il via alle prime forniture di biocarburante idrogenato HVO puro, prodotto nella bioraffineria Eni di Porto Marghera, per alimentare i mezzi stradali per la movimentazione dei passeggeri a ridotta mobilità in ambito aeroportuale.
La produzione del SAF è stata avviata nel mese di ottobre impiegando esclusivamente scarti e residui, in linea con la decisione strategica di non utilizzare olio di palma dal 2023.
Nell'ambito del percorso verso la decarbonizzazione, firmata una lettera d'intenti con Air Liquide per lo sviluppo della mobilità a idrogeno in Italia. In particolare, la collaborazione prevederà uno studio di fattibilità e sostenibilità per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno low carbon e rinnovabile a supporto del mercato dei veicoli a celle a combustibile per la mobilità pesante e leggera.
Infine è stato sottoscritto un accordo strategico con BASF relativo a una nuova tecnologia per la produzione di bio-propanolo da glicerina ottenuta dalla produzione del biodiesel FAME (Fatty Acid Methil Esters), destinato all'utilizzo come componente bio nella formulazione di carburanti.

Tecnologie proprietarie

Le tecnologie proprietarie svolgeranno un ruolo fondamentale nell'accelerare la riconversione "green" di Versalis riducendo la dipendenza dal feedstock petrolifero; tra queste Eni punta sul riciclo chimico delle plastiche non riutilizzabili (tecnologia HOOP), sulla valorizzazione delle biomasse forestali per la produzione di bioetanolo e biogas (tecnologia PROESA) in collaborazione con partner qualificati come Saipem e BTS Biogas. Al fine di valorizzare le tecnologie proprietarie e rafforzare la presenza Eni nel continente asiatico, Versalis ha concesso in licenza a Supreme Petrochem Ltd., leader nel mercato indiano del polistirene compatto ed espandibile, la tecnologia a massa continua per la realizzazione di un impianto nello Stato di Maharashtra (India), tale tecnologia permette di produrre polimeri stirenici a ridotto impatto ambientale, grazie alle bassissime emissioni e ai ridotti consumi energetici.

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2021 sono state acquistate 18,85 milioni di tonnellate di petrolio (17,37 milioni di tonnellate nel 2020) di cui 3,85 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,79 milioni di tonnellate sul mercato spot e 4,21 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 20% dal Medio Oriente, 18% dalla Russia, 15% dall'Asia Centrale, 15% dall'Africa Settentrionale, 11% dall'Italia, 11% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 8% da altre aree.

ACQUISTI

(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Greggi equity	3,85	3,55	4,24	0,30	8,5
Altri greggi	15,00	13,82	19,19	1,18	8,5
Totale acquisti di greggi	**18,85**	**17,37**	**23,43**	**1,48**	**8,5**
Acquisti di semilavorati	0,26	0,11	0,26	0,15	136,4
Acquisti di prodotti	10,66	10,31	11,45	0,35	3,4
TOTALE ACQUISTI	**29,77**	**27,79**	**35,14**	**1,98**	**7,1**
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,31)	(0,35)	(0,35)	0,04	11,4
Altre variazioni[a]	(0,89)	(0,69)	(2,08)	(0,20)	(29,0)
TOTALE DISPONIBILITÀ	**28,57**	**26,75**	**32,71**	**1,82**	**6,8**

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2021 ammontano a 18,78 milioni di tonnellate, in aumento rispetto al 2020 (+10,5%) per effetto delle maggiori lavorazioni presso le raffinerie in Italia, a seguito del minore impatto COVID-19 rispetto al periodo di confronto caratterizzato dal parziale lockdown dell'economia, in parte compensato da uno scenario sfavorevole.
In Italia i volumi processati pari a 16,51 milioni di tonnellate sono in aumento rispetto al 2020 (+11,4%), principalmente grazie ai maggiori volumi lavorati presso la raffineria di Sannazzaro.
All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,27 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 90 mila tonnellate (+4,1%) a seguito delle minori fermate rispetto al periodo di confronto, parzialmente compensate dallo scenario sfavorevole. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 14,01 milioni di tonnellate, in aumento del 10,1% (pari a 1,29 milioni di tonnellate).
Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 76%.
Il 21% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in leggero calo rispetto al 2020 (21,2%).

BIORAFFINAZIONE

I volumi di bio-feedstock processati sono pari a 665 mila tonnellate in diminuzione del 6% rispetto al 2020 (40 mila tonnellate), a seguito delle maggiori fermate presso la bioraffineria di Venezia in un contesto di scenario depresso.

Inoltre l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di biodiesel è stata ridotta di circa 34 punti percentuali rispetto al 2020 grazie all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela che a regime consentirà di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare. Confermato l'obiettivo di totale eliminazione dell'olio di palma dal 2023 nei processi di raffinazione.

Nel 2021 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per circa 585 mila tonnellate secondo le certificazioni in uso (Direttive Europee RED e correlate), in riduzione del 6%.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	14,01	12,72	17,26	1,29	10,1
Lavorazioni in conto terzi	(1,71)	(1,75)	(1,25)	0,04	2,3
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,21	3,85	4,69	0,36	9,4
Lavorazioni in conto proprio	**16,51**	**14,82**	**20,70**	**1,69**	**11,4**
Consumi e perdite	(1,11)	(0,97)	(1,38)	(0,14)	(14,8)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**15,40**	**13,85**	**19,32**	**1,55**	**11,2**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,38	7,18	7,27	0,20	2,8
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,67)	(0,66)	(0,68)	(0,01)	(1,5)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,31)	(0,35)	(0,35)	0,04	11,4
Prodotti venduti	**21,80**	**20,02**	**25,56**	**1,78**	**8,9**
Totale lavorazioni bio	**0,67**	**0,71**	**0,31**	**(0,04)**	**(5,6)**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	2,27	2,18	2,04	0,09	4,1
Consumi e perdite	(0,18)	(0,17)	(0,18)	(0,01)	(5,9)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**2,09**	**2,01**	**1,86**	**0,08**	**4,0**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,41	3,39	4,17	0,02	0,6
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,67	0,66	0,68	0,01	1,5
Prodotti venduti	**6,17**	**6,06**	**6,71**	**0,11**	**1,8**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**18,78**	**17,00**	**22,74**	**1,78**	**10,5**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*3,86*	*3,55*	*4,24*	*0,31*	*8,7*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**27,97**	**26,08**	**32,27**	**1,89**	**7,2**
Vendite di greggi	**0,60**	**0,67**	**0,44**	**(0,07)**	**(10,4)**
TOTALE VENDITE	**28,57**	**26,75**	**32,71**	**1,82**	**6,8**

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (27,97 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,89 milioni di tonnellate rispetto al 2020, pari al 7,2%, per effetto del minor impatto delle misure limitative alla mobilità nel 2021.

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Rete	5,12	4,56	5,81	0,56	12,3
Extrarete	6,02	5,75	7,68	0,27	4,7
Petrolchimica	0,52	0,61	0,83	(0,09)	(14,8)
Altre vendite	**10,14**	**9,10**	**11,24**	**1,04**	**11,4**
Vendite in Italia	**21,80**	**20,02**	**25,56**	**1,78**	**8,9**
Rete resto d'Europa	2,11	2,05	2,44	0,06	2,9
Extrarete resto d'Europa	2,19	2,40	2,63	(0,21)	(8,8)
Extrarete mercati extra europei	0,52	0,48	0,48	0,04	8,3
Altre vendite	1,35	1,13	1,16	0,22	19,5
Vendite all'estero	**6,17**	**6,06**	**6,71**	**0,11**	**1,8**
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	**27,97**	**26,08**	**32,27**	**1,89**	**7,2**

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,12 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2020 (0,56 milioni di tonnellate, +12,3%) come risultante della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. L'erogato medio (1.362 mila litri) è aumentato di 156 mila litri rispetto al 2020 (1.206 mila litri). La quota di mercato media del 2021 è del 22,3% in diminuzione rispetto al 2020 (23,2%).

Al 31 dicembre 2021 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.078 stazioni di servizio con una riduzione di 56 unità rispetto al 31 dicembre 2020 (4.134 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (65 unità), della riduzione delle concessioni autostradali (4 unità) in parte bilanciato dal saldo positivo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (13 unità).

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Italia	**11,14**	**10,31**	**13,49**	**0,83**	**8,1**
Vendite rete	**5,12**	**4,56**	**5,81**	**0,56**	**12,3**
Benzina	1,38	1,16	1,44	0,22	19,0
Gasolio	3,38	3,10	3,95	0,28	9,0
GPL	0,31	0,27	0,38	0,04	14,8
Altri prodotti	0,05	0,03	0,04	0,02	66,7
Vendite extrarete	**6,02**	**5,75**	**7,68**	**0,27**	**4,7**
Gasolio	3,11	3,11	3,41	0,00	0,0
Oli combustibili	0,03	0,02	0,06	0,01	50,0
GPL	0,17	0,18	0,18	(0,01)	(5,6)
Benzina	0,34	0,30	0,47	0,04	13,3
Lubrificanti	0,08	0,08	0,08	0,00	0,0
Bunker	0,59	0,63	0,77	(0,04)	(6,3)
Jet fuel	0,92	0,70	1,92	0,22	31,4
Altri prodotti	0,78	0,73	0,79	0,05	6,8
Estero (rete + extrarete)	**4,82**	**4,93**	**5,55**	**(0,11)**	**(2,2)**
Benzina	1,06	1,13	1,31	(0,07)	(6,2)
Gasolio	2,78	2,73	3,02	0,05	1,8
Jet fuel	0,07	0,09	0,29	(0,02)	(22,2)
Oli combustibili	0,08	0,13	0,09	(0,05)	(38,5)
Lubrificanti	0,11	0,09	0,09	0,02	22,2
GPL	0,53	0,50	0,50	0,03	6,0
Altri prodotti	0,19	0,26	0,25	(0,07)	(26,9)
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE	**15,96**	**15,24**	**19,04**	**0,72**	**4,7**

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,11 milioni di tonnellate hanno registrato un incremento del 2,9% rispetto al 2020, a seguito dei maggiori volumi venduti in Austria, Francia e Spagna beneficiando della ripresa dell'economia e della mobilità delle persone.

Al 31 dicembre 2021 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.236 stazioni di servizio, (+1 unità rispetto al 31 dicembre 2020) principalmente grazie alle aperture in Spagna bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Svizzera e Francia. L'erogato medio (2.025 mila litri) è aumentato di 45 mila litri rispetto al 2020 (1.980 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 6,02 milioni di tonnellate sono aumentate del 4,7% rispetto al 2020, per effetto del minor impatto delle misure restrittive e per la ripresa del trasporto aereo.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,19 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'8,8% rispetto al 2020, in particolare in Germania, Svizzera ed Austria.
Le vendite al settore Petrolchimica (0,52 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 14,8%. Le altre vendite in Italia e all'estero (11,49 milioni di tonnellate) sono in crescita di 1,26 milioni di tonnellate, +12,3% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

DISPONIBILITÀ E VENDITE DI PRODOTTI

(migliaia di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Intermedi	6.284	5.861	5.818	423	7,2
Polimeri	2.184	2.211	2.250	(27)	(1,2)
Biochem	8	1		7	..
Produzioni di prodotti petrolchimici	**8.476**	**8.073**	**8.068**	**403**	**5,0**
Moulding & Compounding	20			20	
Totale produzioni	**8.496**	**8.073**	**8.068**	**423**	**5,2**
Consumi e perdite	(4.590)	(4.366)	(4.307)	(224)	(5,1)
Acquisti e variazioni rimanenze	565	632	534	(67)	(10,6)
Totale disponibilità	**4.471**	**4.339**	**4.295**	**132**	**3,0**
Intermedi	2.648	2.539	2.519	109	4,3
Polimeri	1.771	1.790	1.766	(19)	(1,1)
Oilfield chemicals	24	9	10	15	..
Biochem	8	1		7	..
Vendite di prodotti petrolchimici	**4.451**	**4.339**	**4.295**	**112**	**2,6**
Moulding & Compounding	20			20	
Totale Vendite	**4.471**	**4.339**	**4.295**	**132**	**3,0**

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 4.451 mila tonnellate sono in leggero aumento rispetto al 2020 (+112 mila tonnellate, pari al 2,6%), grazie alla crescita macroeconomica e al rimbalzo della domanda in settori trainanti quali il packaging e il settore dei beni durevoli ed una ripresa del settore automotive. Tale performance riflette inoltre la capacità di catturare volumi di vendite addizionali grazie alla maggiore disponibilità degli impianti ottenuta anche riprogrammando le fermate poliennali, per sfruttare i benefici derivanti della ripresa della domanda e dalla riduzione delle importazioni da paesi produttori (USA e Medio Oriente) anche per effetto di shortage temporanei di prodotto.

I prezzi medi unitari nel business intermedio sono aumentati complessivamente del 56,3% rispetto al 2020, con gli aromatici e le olefine in crescita rispettivamente dell'84,7% e del 52,9%. Si registra un incremento del 66,6% rispetto al 2020 nel business polimeri.

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 8.476 mila tonnellate (+403 mila tonnellate rispetto al 2020) risentono delle maggiori produzioni di intermedi (+423 mila tonnellate) in particolare olefine, in parte compensate dai minori volumi di stirenici rispetto al 2020 (-78 mila tonnellate).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (+527 mila tonnellate) e di Dunkerque (+221 mila tonnellate), compensati dalle minori lavorazioni presso Brindisi (-201 mila tonnellate) e Porto Marghera (-140 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è sostanzialmente in linea rispetto al 2020. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 66% (65% nel 2020).

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.166 milioni) sono aumentati del 63% (+€837 milioni rispetto al 2020), per effetto sia dell'incremento delle quotazioni sia delle maggiori disponibilità di prodotto. Le vendite sono aumentate in particolare per le olefine (+7,6%). I prezzi medi unitari di vendita, in aumento complessivamente del 56,3%, riflettono in particolare i prezzi degli aromatici (+84,7%), delle olefine (+52,9%) e dei derivati (+50,1%). Le produzioni di intermedi (6.284 migliaia di tonnellate) sono aumentate del 7,2% rispetto al 2020, con incrementi più significativi negli aromatici (+14,2%) e nelle olefine (+7,2%). In riduzione i derivati (-7,3%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€3.114 milioni) sono aumentati del 64,9% (+€1.226 milioni vs 2020) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari (+66,6%). Il business degli stirenici ha beneficiato dei più elevati prezzi di vendita (+68,9%), nonostante il calo dei volumi venduti (-7,9%) per minore disponibilità di prodotto a causa della fermata manutentiva a Mantova.

La riduzione dei volumi è attribuibile principalmente a GPPS (-23%), ABS (-16,6%) e polistirolo compatto (-3,3%), compensati da maggiori vendite di stirene (+13,4%).

L'incremento dei volumi venduti di elastomeri (11,4%) è attribuibile ai maggiori volumi di lattici (+23,6%), di EPR (+40,5%) e di gomme NBR (+14,8%). Complessivamente in leggera riduzione i volumi venduti del business polietilene (-1,4%) con minori vendite di HDPE (-10,3%) e di LDPE (-3,4%), compensate da maggiori vendite di EVA (+6,4%); si rileva inoltre un aumento dei prezzi medi di vendita (73,9%). Le produzioni di polimeri (2.184 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2020 principalmente negli stirenici (-7,9%), parzialmente compensate dalle maggiori produzioni di elastomeri (+13,4%).

Oilfield Chemicals, Biochem e Moulding&Compounding

I ricavi degli Oilfiled Chemicals (€65 milioni) sono aumentati del 16,1% (+€9 milioni rispetto al 2020) per effetto dell'aumento dei volumi di vendita (15 mila tonnellate) derivanti da nuovi contratti sottoscritti.

I ricavi del business Biochem (€60 milioni) sono aumentati di €54 milioni rispetto al 2020 e si riferiscono principalmente alle vendite di disinfettante prodotto presso lo stabilimento di Crescentino. L'ammontare include inoltre la quota di ricavo da vendite di energia prodotta presso la centrale elettrica a biomasse dell'hub di Crescentino.

I ricavi derivanti dal business del Moulding & Compounding (€70 milioni) a fronte di 20 mila tonnellate di prodotti venduti, sono relativi al consolidamento del gruppo Finproject avvenuto il 1° ottobre 2021 e si riferiscono alle attività di compounding per €21 milioni, moulding per €24 milioni e per le attività Padanaplast per €25 milioni.

Plenitude & Power



Ebitda Plenitude
€ 0,6 mld
Raggiunto il target di >2 GW
di capacità installata e in costruzione

7,85 mld mc
Vendite retail e business
gas vs. 2020: +2%

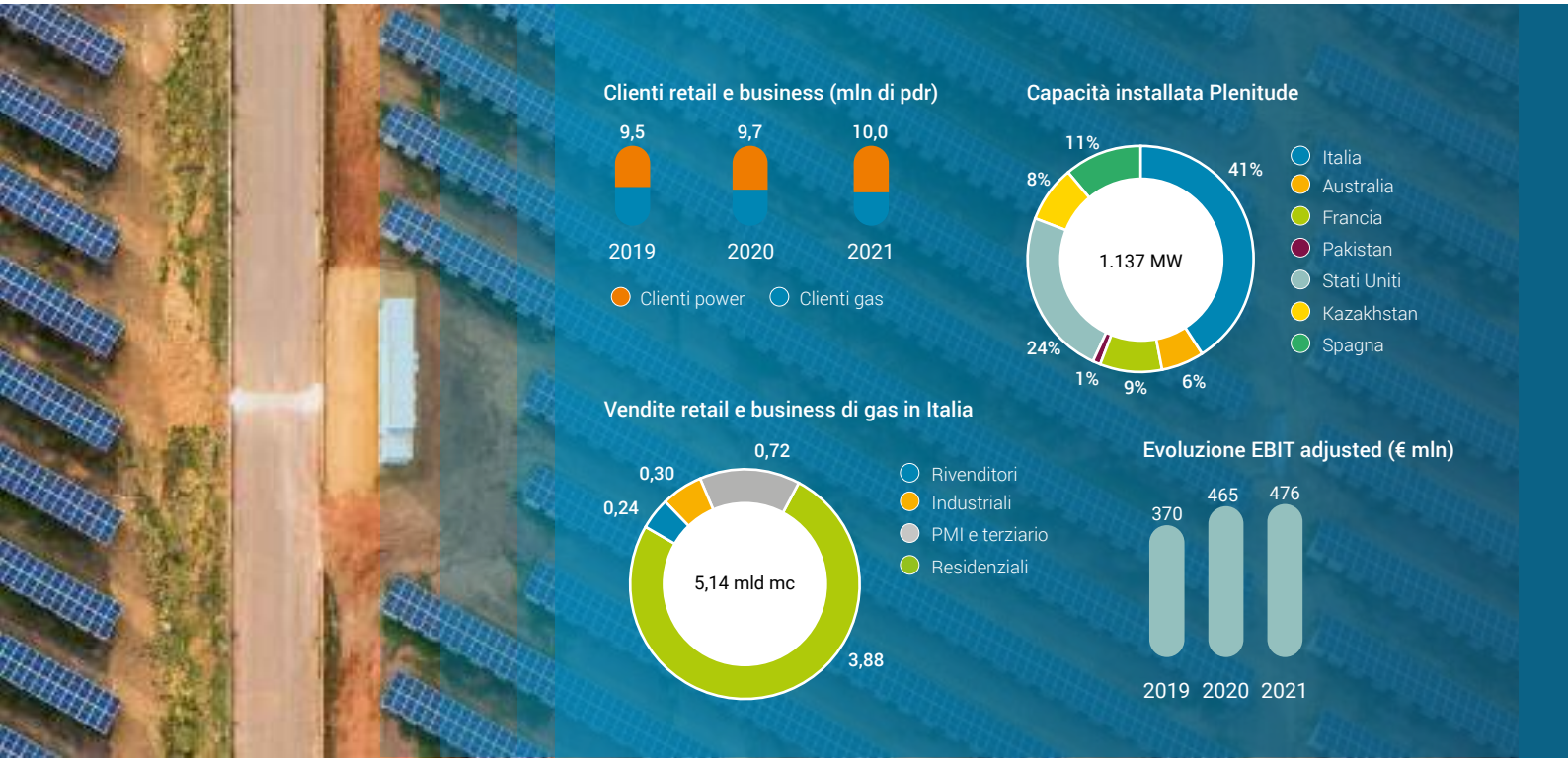
16,49 TWh
Vendite retail e business di energia elettrica
a clienti finali vs. 2020: +32% grazie allo
sviluppo delle attività in Italia e all'estero

986 GWh
Produzione di energia da fonti
rinnovabili quasi triplicata vs. 2020

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,29	0,32	0,62
di cui: dipendenti		*0,49*	*0,00*	*0,30*
contrattisti		*0,00*	*0,73*	*0,95*
Plenitude				
Vendite retail e business gas	(miliardi di metri cubi)	7,85	7,68	8,62
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	16,49	12,49	10,92
Clienti retail e business	(milioni di PDR)	10,04	9,70	9,55
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174
Power				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	28,54	25,33	28,28
Produzione termoelettrica		22,36	20,95	21,66
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	2.464	2.092	2.056
di cui: all'estero		*600*	*413*	*358*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	10,03	9,63	10,22
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power)[a]	(gCO_2 eq./kWh eq.)	380	391	394

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.



Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato del 9,3% rispetto al 2020, grazie all'ottima performance ottenuta dai contrattisti.
- Le emissioni di GHG (Scope 1) aumentano del 4% rispetto al 2020 come conseguenza dell'incremento dei livelli produttivi delle centrali Power.
- L'indice relativo alle emissioni di GHG (Scope 1) per unità di energia elettrica prodotta registra un trend in riduzione rispetto al 2020 (-3%) beneficiando del minore impiego di syngas nel processo produttivo della centrale di Ferrera Erbognone.
- La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 986 GWh, quasi triplicata rispetto al periodo di confronto (340 GWh nel 2020), principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, negli Stati Uniti, in Francia e in Spagna.
- Al 31 dicembre 2021 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 1.137 MW, di cui il 51% riferita a impianti eolici e il 48% a impianti fotovoltaici (potenza installata di storage pari a 1%).
- Le vendite retail e business di gas sono pari a 7,85 miliardi di metri cubi, in crescita del 2% rispetto al 2020, per effetto del minore impatto del COVID-19 rispetto al 2020 e dell'acquisizione di Aldro Energía.
- Le vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali pari a 16,49 TWh sono in aumento del 32%, beneficiando dell'acquisizione di Aldro Energía, nonché dello sviluppo delle attività in Italia e all'estero.
- Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 28,54 TWh, in aumento del 13% a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

Valorizzazione del portafoglio

Nell'ambito delle iniziative volte ad estrarre valore dalla ristrutturazione del portafoglio creando veicoli indipendenti e focalizzati in grado di attrarre capitali, creare valore e accelerare la crescita, è stato avviato l'iter di quotazione di Plenitude, la controllata Eni che integra le attività retail Gas & Power, rinnovabili e mobilità elettrica con l'obiettivo di

decarbonizzare il portafoglio clienti Eni, contribuendo al target di abbattimento delle nostre emissioni GHG Scope 3. La costituzione della nuova entità Plenitude si inquadra nella strategia e nell'impegno di lungo termine Eni a essere una compagnia energetica decarbonizzata e incentrata sulla sostenibilità. La decisione è in linea con uno scenario industriale favorevole, con la crescita della domanda di energie rinnovabili e di prodotti energetici verdi per clienti retail.

Il 14 marzo 2022 Eni ha firmato un accordo con la società di investimento Sixth Street per la cessione della quota del 49% in EniPower che detiene 6 centrali a gas. Tale accordo, soggetto ad alcune condizioni sospensive e alle autorizzazioni delle competenti Autorità, si inquadra nella strategia Eni di valorizzazione dei propri asset e liberare risorse per la transizione energetica. Eni manterrà il controllo di EniPower in termini operativi nonché il consolidamento della società.

Sviluppi di portafoglio

- In linea con la strategia Eni di transizione energetica e decarbonizzazione di prodotti e processi, finalizzata l'acquisizione del 100% di Be Power, società che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano di colonnine di ricarica per auto elettriche con oltre 6 mila punti. Be Power gestisce le proprie colonnine e quelle di altri operatori tramite una piattaforma tecnologica proprietaria e fornisce servizi ai conducenti di veicoli elettrici su propri punti di ricarica o di terzi tramite un'app dedicata.
- Evolvere, società controllata da Plenitude, ha acquisito il 100% di PV Family, una start-up innovativa che gestisce My Solar Family, la più grande community digitale di prosumer (consumatori/produttori di energia) in Italia con oltre 80 mila iscritti. L'acquisizione del capitale ha l'obiettivo di combinare l'offerta di Evolvere e i servizi di community digitale, in un contesto di mercato che vede affermarsi la diffusione di un nuovo modello energetico, in cui il consumatore diventa anche un produttore di energia. Con questa acquisizione Evolvere conferma la leadership nella generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia e promuove la diffusione di un nuovo modello energetico, decentralizzato e sostenibile per l'ambiente, che contribuisce alla transizione energetica in corso.
- Ingresso nella Penisola Iberica attraverso l'acquisizione del 100% della società Aldro Energía attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel settore retail con un portafoglio di oltre 300 mila clienti al 31 dicembre 2021.
- Costituita GreenIT, joint venture con CDP Equity, per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia. La JV ha l'obiettivo di raggiungere una capacità installata di circa 1 GW.

Sviluppi di business

Crescita del portafoglio clienti retail/business a 10 milioni di punti di fornitura in aumento di oltre 300 mila punti di fornitura rispetto a fine 2020 (+4%) grazie alla crescita in Grecia e all'acquisizione della società Aldro Energía attiva nel mercato retail in Spagna e Portogallo. Nel 2021 è proseguita l'espansione nel mercato nazionale ed internazionale delle energie rinnovabili, con una forte accelerazione nel build-up della capacità di generazione grazie a mirate acquisizioni "tuck in" in grado di essere rapidamente integrate nel portafoglio Eni:

- In Italia perfezionata l'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW;
- In Spagna perfezionata in ottobre l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW;
- In Francia e Spagna finalizzata in ottobre l'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici, con una pipeline di progetti di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW;
- In Grecia, acquisita nel gennaio 2022 la società Solar Konzept Greece "SKGR" titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e una pipeline di progetti di circa 800 MW, che consentiranno l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese;
- Nel mercato eolico offshore del Regno Unito acquisita una quota del 20% da Equinor e SSE Renewables del progetto Dogger Bank C da 1,2 GW, terzo cluster del più grande parco eolico offshore al mondo (3,6 GW) attualmente in costruzione nel Mare del Nord britannico. La produzione sarà avviata per fasi tra il 2023 e il 2025.

Nel febbraio 2022 è stato ampliato il portafoglio di capacità rinnovabile negli Stati Uniti con l'acquisizione da BayWa r.e. di una capacità complessiva di 466 MW in Texas riferita all'impianto fotovoltaico Corazon I (circa 266 MW), in esercizio da agosto 2021 che produrrà circa 500 GWh all'anno, consentendo una riduzione delle emissioni di CO_2 in atmosfera equivalente a circa 250.000 ton/anno, nonché al progetto di stoccaggio Guajillo, in fase di sviluppo avanzato, da circa 200 MW/400 MWh. Nel 2021, sono stati sottoscritti accordi di collaborazione per lo sviluppo di impianti rinnovabili con: Equinor (tramite Vårgrønn) per il possibile sviluppo di impianti eolici offshore nell'area di Utsira Nord, con Red Rock Power, per presentare un'offerta congiunta ad una gara competitiva per l'assegnazione di capacità di generazione eolica in Scozia, e con Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), nell'ambito della gara per l'assegnazione di concessioni marine, per lo sviluppo di impianti eolici offshore in Polonia e per la successiva partecipazione ai meccanismi di incentivazione (contract-for-difference) che saranno offerti in asta tra il 2025 e 2027.

E-mobility

Nell'ambito delle iniziative per lo sviluppo del settore della mobilità elettrica in Italia è stato siglato un accordo con Hyundai con l'obiettivo di ampliare la gamma delle soluzioni per la ricarica delle auto elettriche e per incentivare l'efficienza energetica. Grazie a questo accordo i concessionari Hyundai potranno offrire ai propri clienti l'acquisto e l'installazione di colonnine di ricarica della gamma E-Start di Plenitude. Hyundai potrà anche installare presso le proprie concessionarie colonnine di ricarica elettrica, pannelli fotovoltaici e adottare le soluzioni di efficientamento energetico di Plenitude.
Gli accordi firmati a dicembre con Enel X e Be Charge consentiranno l'interoperabilità tra le reti permettendo l'accesso alla più ampia rete di ricarica sul territorio nazionale di circa 20 mila punti di ricarica elettrica. Tale sinergia si inquadra nell'ambito della più ampia strategia di Eni per la mobilità sostenibile, della quale fa parte l'evoluzione delle attuali stazioni di servizio, "mobility point" nei quali saranno offerte ricariche fast e ultra-fast per la mobilità elettrica.

PLENITUDE

RETAIL GAS & POWER

DOMANDA GAS

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 10 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 7,8 milioni.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**5,14**	**5,17**	**5,49**	**(0,03)**	**(0,6)**
Rivenditori	0,24	0,23	0,33	0,01	4,3
Industriali	0,30	0,28	0,30	0,02	7,1
PMI e terziario	0,72	0,70	0,87	0,02	2,9
Residenziali	3,88	3,96	3,99	(0,08)	(2,0)
VENDITE INTERNAZIONALI	**2,71**	**2,51**	**3,13**	**0,20**	**8,0**
Mercati europei:					
Francia	*2,17*	*2,08*	*2,69*	*0,09*	*4,3*
Grecia	*0,39*	*0,34*	*0,35*	*0,05*	*14,7*
Altro	*0,15*	*0,09*	*0,09*	*0,06*	*66,7*
TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS	**7,85**	**7,68**	**8,62**	**0,17**	**2,2**

VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS

Nel 2021, le vendite di gas retail e business in Italia e nel resto d'Europa sono state di 7,85 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una crescita di 0,17 miliardi di metri cubi rispetto al 2020, pari al +2%. Le vendite in Italia pari a 5,14 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto al 2020, l'effetto delle minori vendite al segmento residenziale è stato quasi completamente assorbito dai maggiori volumi commercializzati ai settori industriale, piccole e medie imprese e rivenditori. Le vendite sui mercati europei di 2,71 miliardi di metri cubi sono in aumento dell'8% (+0,20 miliardi di metri cubi) rispetto al 2020. Maggiori vendite sono state registrate in Francia, Grecia e Spagna beneficiando del minore impatto del COVID-19 rispetto al periodo di confronto nonché dell'acquisizione di Aldro Energía.

VENDITE RETAIL E BUSINESS DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI

Le vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali di 16,49 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna registrano una performance positiva con un incremento pari al 32% rispetto al 2020, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+4% vs. 2020) grazie alla citata acquisizione di Aldro Energía e allo sviluppo delle attività in Italia e all'estero.

RENEWABLES

Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) ed è impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Gli obiettivi di Eni in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello internazionale.

PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

		2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61	646	..
di cui: fotovoltaico		*398*	*223*	*61*	*175*	..
eolico		*588*	*116*		*472*	
di cui: Italia		*400*	*112*	*53*	*288*	..
estero		*586*	*227*	*7*	*359*	..
di cui: autoconsumo (*)		*8%*	*23%*	*60%*		

(*) Energia elettrica destinata al consumo di siti produttivi Eni.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 986 GWh riferita per 398 GWh all'ambito fotovoltaico e per 588 GWh all'eolico, con un aumento di 646 GWh rispetto al 2020. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, Francia, Spagna e Stati Uniti.
Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

		2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174	802	239,4
di cui: fotovoltaico		*48%*	*77%*	*76%*		..
eolico		*51%*	*20%*	*20%*		
potenza installata di storage		*1%*	*3%*	*4%*		..

	(tecnologia)	(megawatt)	2021	2020	2019
Italia	fotovoltaico		**116**	**112**	**82**
Estero			**436**	**160**	**58**
Algeria(*)	fotovoltaico			5	5
Australia	fotovoltaico		64	64	39
Francia	fotovoltaico		108		
Pakistan	fotovoltaico		10	10	10
Tunisia(*)	fotovoltaico			9	4
Stati Uniti	fotovoltaico		254	72	
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA FOTOVOLTAICO			**552**	**272**	**140**
Italia	eolico		**350**		
Estero			**235**	**63**	**34**
Kazakhstan	eolico		91	48	34
Spagna	eolico		129		
Stati Uniti	eolico		15	15	
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA EOLICO			**585**	**63**	**34**
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)			**1.137**	**335**	**174**
di cui potenza installata di storage			*7*	*8*	*7*

(*) Asset trasferiti ad altri settori nel quarto trimestre 2021.

A fine 2021, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 1.137 MW, +802 MW rispetto al 2020 grazie in particolare al contributo delle acquisizioni in Italia (+315 MW, eolico onshore), Spagna (+129 MW, eolico onshore) e Francia (+108 MW, fotovoltaico), effettuate nel corso del secondo semestre 2021, nonché alle acquisizioni negli Stati Uniti (+182 MW fotovoltaico), e al completamento di tre impianti in Puglia (+35 MW, eolico onshore).

E-MOBILITY

In un contesto di mercato della mobilità che prevede un costante incremento del numero di veicoli elettrici in circolazione in Italia e in Europa, Plenitude, grazie all'acquisizione di Be Charge, dispone di uno dei maggiori e più capillari network di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici.
Al 31 dicembre 2021 sono oltre 6.200 i punti di ricarica distribuiti in maniera capillare su tutto il territorio nazionale: le stazioni sono smart e user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobili. Nell'ambito della filiera di settore, Be Charge riveste sia il ruolo di gestore e proprietario della rete di infrastruttura di ricarica (CPO – Charge Point Operator), sia quello di fornitore di servizi di ricarica e mobilità elettrica che si interfaccia con gli utilizzatori di veicoli elettrici (EMSP – Electric Mobility Service Provider). Le stazioni di ricarica Be Charge sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 150 kW) o HyperCharge (superiori a 150 kW) in corrente continua.

POWER

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2021, la potenza installata in esercizio è di 4,5 gigawatt. Nel 2021, la produzione di energia elettrica è stata di 22,36 TWh, in crescita di 1,41 TWh rispetto al 2020. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 22,79 TWh di energia elettrica (+33% rispetto al 2020) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 28,54 TWh registrano una crescita pari al 13%, a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

		2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.670	4.346	4.410	324	7,5
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	93	160	276	(67)	(41,9)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	22,36	20,95	21,66	1,41	6,7
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.362	7.591	7.646	(229)	(3,0)

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

(terawattora)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica	22,36	20,95	21,66	1,41	6,7
Acquisti di energia elettrica[a]	22,79	17,09	17,83	5,70	33,4
Disponibilità	45,15	38,04	39,49	7,11	18,7
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	**28,54**	**25,33**	**28,28**	**3,21**	**12,7**

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

Attività ambientali



circa **2** mln tonnellate
totale rifiuti gestiti

circa **73**% rifiuti recuperati
sul totale rifiuti recuperabili

circa **95**% aree
con decreto approvato
sul totale aree contaminate in siti
di interesse nazionale

presente in oltre **100**
siti di interesse regionale
e nazionale
quale global contractor Eni

L'attività ambientale è svolta da Eni Rewind, la società di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, in Italia ed all'estero.

Attraverso il suo modello integrato end to end Eni Rewind garantisce il presidio di ogni fase del processo di bonifica e della gestione dei rifiuti, pianificando sin dalle prime fasi, i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse (suoli, acque, rifiuti), rendendole disponibili per nuove opportunità di sviluppo.

Attività di bonifica

Sulla base delle competenze maturate e in accordo con gli Enti e gli stakeholder, Eni Rewind identifica i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle aree bonificate consentendo il recupero ambientale di siti ex industriali e il rilancio dell'economia locale.
In tale ambito, nel corso del 2021 sono state identificate aree idonee per l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici.

Eni Rewind, proprietaria dell'area Ponticelle a Ravenna, un'area industriale dismessa esterna allo stabilimento petrolchimico di Ravenna, nel 2021 ha ottenuto la certificazione per le attività di messa in sicurezza permanente (MISP) con la realizzazione di un capping e ha dato avvio ad un piano di riqualificazione produttiva che prevede l'applicazione di tecnologie innovative, sostenibili e di recupero, oltre a delle opere di urbanizzazione dell'area. Prevista la realizzazione di un impianto fotovoltaico nell'area oggetto di MISP, una piattaforma di biorecupero dei terreni per il successivo reimpiego delle terre e di gestione di rifiuti industriali. In particolare, quest'ultima verrà gestita da HEA SpA, una società paritetica tra Eni Rewind ed Herambiente Servizi Industriali costituita nel marzo 2021.



Water & Waste Management

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque, finalizzato all'attività di bonifica, attraverso un sistema integrato di intercettazione dell'acquifero e di convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Attualmente sono operativi e gestiti 42 impianti di trattamento acque in Italia, con oltre 36 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2021. Sono proseguite le attività di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento acque di falda ed implementazione del controllo da remoto.

Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2021 sono stati riutilizzati circa 9 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento, con un incremento di oltre 3 milioni di metri cubi rispetto al 2020.

Nel corso del 2021 è stata completata l'installazione di 44 dispositivi che impiegano la tecnologia proprietaria E-Hyrec® per la rimozione selettiva di idrocarburi dalle acque sotterranee, consentendo di migliorare l'efficacia e l'efficienza della bonifica della falda, con importanti riduzioni dei tempi di estrazione ed evitando lo smaltimento di oltre 1.000 tonnellate di rifiuto equivalente.

Proseguono inoltre le attività relative all'applicazione della tecnologia Blue Water, finalizzata al trattamento e al recupero delle acque di produzione derivanti dalle attività di estrazione del greggio. È in corso l'istruttoria per l'ottenimento delle autorizzazioni da parte degli Enti Locali per realizzare il primo impianto su scala industriale nel Centro Olio Val d'Agri di Viggiano, in Basilicata.

Eni Rewind opera inoltre come centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di risanamento ambientale e dalle attività produttive di Eni in Italia, grazie al suo modello di

gestione che, adottando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, permette di minimizzare i costi e gli impatti ambientali. Nel corso del 2021 Eni Rewind ha gestito complessivamente circa 1,9 milioni di tonnellate[1] di rifiuti avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. In particolare l'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) del 2021 è stato del 73%: la lieve diminuzione rispetto al 2020 (78%) è dovuta alle caratteristiche qualitative e granulometriche dei rifiuti da bonifica, rilevate in sede di caratterizzazione, che ne hanno impedito e/o limitato il recupero rispetto all'anno precedente, oltre che a una riduzione di disponibilità dagli impianti esterni, al fine del recupero, in specifiche regioni d'Italia.

Nell'ambito della gestione rifiuti in coerenza con i principi dell'economia circolare, della valorizzazione delle risorse e della sinergia con il territorio, prosegue l'impegno della società nello sviluppo della tecnologia proprietaria Eni `Waste to Fuel' che tratta la frazione organica dei rifiuti urbani per produrre bio-olio e biometano, oltre a recuperare l'acqua che costituisce la componente principale del rifiuto c.d. "umido", per nuovi usi industriali e irrigui.

Certificazioni

Nel 2021 Eni Rewind ha ottenuto l'Attestazione SOA - certificazione obbligatoria per la partecipazione a gare per l'esecuzione di appalti pubblici di lavoro, con importo a base d'asta superiore a € 150.000 - sulle proprie attività core, nella categoria generale OG 12 – Opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale e nelle categorie specialistiche OS 22 – Impianti di potabilizzazione e depurazione e OS 14 – Impianti smaltimento e recupero rifiuti.

Iniziative no captive

Dal 2020 Eni Rewind ha ampliato il perimetro delle proprie attività al di fuori del gruppo. Nel corso del 2021 sono proseguite le attività relative alla stipula di contratti con: Edison, per la bonifica del sito di Mantova e Altomonte, a Cosenza e Acciaierie d'Italia, per la progettazione degli interventi di bonifica dell'area ex Ilva a Taranto.
Sono stati inoltre completati i processi di qualifica come fornitore per importanti operatori nazionali ed esteri (Arcadis, MOL Group, Edison, Tamoil, TOTAL, Q8, ADNOC).
Avviata la partecipazione a diversi tender di gara con primari operatori di livello nazionale, risultando aggiudicataria dell'appalto con ANAS, per servizi di indagine e caratterizzazione nel lotto adriatico (Emilia Romagna, Marche, Abruzzo, Molise, Puglia), dove Eni Rewind, attraverso i propri laboratori ambientali, fornirà servizi di analisi chimiche.
Sottoscritti accordi di collaborazione con le principali società italiane che gestiscono la raccolta e il trattamento dei rifiuti urbani e con attori chiave della filiera (CONAI). Tali accordi sono finalizzati alla valutazione dell'opportunità di realizzare nuovi impianti di trattamento e recupero dei rifiuti sui terreni bonificati o che si renderanno disponibili a seguito della progressiva riconversione dei siti Eni di raffinazione e della chimica.

(1) Nel volume riportato sono ricompresi i rifiuti derivanti dalla gestione delle attività ambientali della rete dei Punti Vendita (circa 92 mila tonnellate), il cui "produttore" è la stessa ditta ambientale incaricata all'esecuzione dei lavori.

Eni Rewind Estero

Eni Rewind, a partire dal 2018, ha messo a disposizione le proprie competenze a favore delle consociate estere di Eni per le tematiche ambientali e in particolare per le attività di gestione e valorizzazione della risorsa idrica, della matrice suolo, oltre che di training e knowledge sharing.
Nel gennaio 2021 è stato sottoscritto un Memorandum of Understanding (MoU) tra l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain (NOGA) ed Eni Rewind con l'obiettivo di individuare e promuovere iniziative congiunte per la gestione, il recupero e il riutilizzo delle risorse acqua e suolo e dei rifiuti nel Paese. Nel mese di ottobre è stato effettuato un assessment presso gli impianti petrolchimici e di raffinazione del Regno del Bahrain che ha individuato tre possibili aree di attività per Eni Rewind relative alla modellazione della falda, al waste management e all'esecuzione di test in campo della tecnologia proprietaria E-Hyrec®.
È stata ottenuta la qualifica come fornitore della Abu Dhabi Oil Company (ADNOC) per le attività di demolizione e bonifica.
Sono stati completati gli studi di fattibilità relativi alla ottimizzazione della gestione delle waste water e delle acque di processo mediante il loro riutilizzo per impianti situati in Algeria e Libia ed estesi alle consociate estere i servizi di progettazione per le attività ambientali e di decommissioning dei punti vendita attivi e dismessi.

Commento ai risultati economico-finanziari

Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina

La crisi Russia-Ucraina, sfociata nel mese di febbraio nell'invasione da parte della Russia e in un conflitto aperto, rappresenta un fattore di rischio per Eni. Il possibile prolungarsi del conflitto e l'escalation nell'azione militare, il rischio di allargamento della crisi geopolitica, nonché le sanzioni economiche nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena del supply e sulla fiducia dei consumatori frenando la ripresa economica o nel peggiore degli scenari determinando una nuova recessione. Questo comporterebbe una riduzione della domanda d'idrocarburi e conseguentemente dei prezzi con ricadute negative sulla performance finanziaria e le prospettive del Gruppo.
Immediatamente dopo l'avvio delle ostilità con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti hanno adottato nuove sanzioni economiche e finanziarie, particolarmente severe, nei confronti del Paese, che si aggiungono a quelle già in vigore a partire dal 2014.
Le nuove restrizioni sono volte a colpire, principalmente, il settore finanziario russo e la possibilità di accesso al credito statunitense ed europeo di alcune importanti società russe attive nel settore oil&gas. Ad oggi le sanzioni non colpiscono direttamente l'acquisto di gas, greggio e prodotti petroliferi di origine russa o la possibilità di mantenere relazioni di business con controparti russe, ma non possono escludersi prossimi inasprimenti. La situazione è stata resa più complessa del previsto dalle azioni degli operatori occidentali nel settore energetico, trader, società petrolifere e altri intermediari, che nei giorni successivi all'invasione hanno iniziato gradualmente a ridurre gli acquisti di prodotti energetici dalla Russia, in particolare di petrolio dando vita a un sistema spontaneo auto-sanzionatorio. Da ultimo, un Executive Order del Presidente degli USA ha vietato le importazioni nel paese di prodotti energetici russi.
La crisi, ha innescato una fase di volatilità estrema nei mercati energetici e finanziari, determinando una fase rialzista superiore a ogni aspettativa sia per il prezzo internazionale del greggio con il riferimento Brent che ha toccato 130 $/barile, sia per le quotazioni spot del gas in Europa dove il riferimento spot dei mercati europei continentali TTF si è riportato sui valori massimi storici (circa 200 €/MWh). Tale volatilità comporta un aumento dei rischi finanziari di controparte e marginazione (si veda sezione "Fattori di rischio e di incertezza").

L'attuale presenza di Eni in Russia è poco significativa. I progetti esplorativi nell'upstream russo si trovano in stato di sospensione, anche a seguito dell'applicazione delle sanzioni già vigenti prima della recente crisi, e i relativi costi sono stati interamente svalutati in precedenti reporting period. La partecipazione nel gasdotto Blue Stream che trasporta gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas, rappresenta un valore non significativo nel bilancio Eni. Il management sta valutando varie opzioni per una possibile cessione della partecipazione.
Le transazioni più significative tra Eni e le controparti russe riguardano l'acquisto di gas naturale dalla società di Stato russa Gazprom sulla base di contratti take-or-pay di lungo termine (nel 2021 circa 22 miliardi destinati al mercato Italia). Le disponibilità Eni di gas di portafoglio da altre geografie, l'accesso alle capacità di trasporto, la flessibilità dei contratti e la presenza nel segmento LNG (in particolare tramite il terminale di Damietta) nonché le relazioni di lungo termine con i paesi produttori (in primis Algeria e Libia) sono tutte opzioni che la Società può attivare nel caso di imprevedibili scenari di sanzioni di ampia portata della comunità internazionale nei confronti del petrolio e del gas russi o di interruzioni nelle forniture.
Per quanto riguarda gli approvvigionamenti di greggio, nonostante il sistema di raffinazione Eni ha sempre utilizzato greggio Ural, la flessibilità degli impianti e le competenze di trading nel supply ci consentono eventualmente di rimpiazzare tale greggio nei nostri slate di lavorazione.
Infine, in alcuni progetti upstream in varie regioni del mondo sono presenti controparti russe. Ogni eventuale decisione relativa a tale presenza è di competenza delle società di Stato dei paesi dove sono localizzati tali iniziative.
Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili.

Effetti della pandemia COVID-19

Nel corso del 2021, l'attività economica globale ha progressivamente recuperato slancio grazie all'attenuazione degli effetti della pandemia legata al COVID-19 in virtù dell'efficacia della campagna vaccinale in particolare nei paesi OCSE e delle altre misure di contenimento del virus che hanno consentito la graduale riapertura dell'economia e l'aumento della mobilità delle persone. Le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali e le imponenti misure di stimolo fiscale varate dagli Stati hanno sostenuto i consumi e gli investimenti. In tale ambito, la domanda d'idrocarburi e i prezzi delle materie prime che sono il principale driver dei risultati finanziari di Gruppo hanno registrato un recupero significativo. La domanda energetica globale si è dapprima stabilizzata per poi accelerare in maniera inaspettata nell'ultimo trimestre dell'anno trainata dal consolidamento della ripresa economica, determinando il rimbalzo del prezzo del petrolio aumentato del 70% vs 2020 a circa 71 $/barile in media annua, mentre i prezzi del gas hanno registrato aumenti esponenziali per via di un mercato particolarmente corto. Questi andamenti sono alla base del forte recupero di redditività nei settori E&P e GGP e delle solide performance della chimica, trainata dalla ripresa della domanda di commodity, e dei business di Plenitude. Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul business R&M a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di jet fuel che ha penalizzato la redditività della raffinazione tradizionale, su cui hanno pesato anche i maggiori costi delle utility indicizzate al gas e i maggiori oneri per acquisto di certificati emissivi, più che raddoppiati a causa della ripresa e dell'aumento del consumo di carbone in sostituzione del gas. Nel complesso, il 2021 ha visto il significativo rimbalzo dei risultati consolidati che chiudono con un utile di €5,82 miliardi rispetto alla perdita di €8,64 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di €12,86 miliardi cresciuto di circa €8 miliardi rispetto al 2020.
Guardando al futuro, i principali rischi per la performance finanziaria di Gruppo sono legati alla possibilità della diffusione di nuove varianti del virus resistenti ai vaccini, nonché alla ripresa dell'inflazione guidata dall'aumento dei costi delle materie prime quale effetto ultimo delle politiche monetarie/fiscali adottate per risollevare le economie colpite dalla pandemia.

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	76.575	43.987	69.881	32.588	74,1
Altri ricavi e proventi	1.196	960	1.160	236	24,6
Costi operativi	(58.716)	(36.640)	(54.302)	(22.076)	(60,3)
Altri proventi e oneri operativi	903	(766)	287	1.669	..
Ammortamenti	(7.063)	(7.304)	(8.106)	241	3,3
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(167)	(3.183)	(2.188)	3.016	94,8
Radiazioni	(387)	(329)	(300)	(58)	(17,6)
Utile (perdita) operativo	**12.341**	**(3.275)**	**6.432**	**15.616**	..
Proventi (oneri) finanziari	(788)	(1.045)	(879)	257	24,6
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(868)	(1.658)	193	790	47,6
Utile (perdita) prima delle imposte	**10.685**	**(5.978)**	**5.746**	**16.663**	..
Imposte sul reddito	(4.845)	(2.650)	(5.591)	(2.195)	(82,8)
Tax rate (%)	*45,3*	..	*97,3*		
Utile (perdita) netto	**5.840**	**(8.628)**	**155**	**14.468**	..
di competenza:					
- azionisti Eni	**5.821**	**(8.635)**	**148**	**14.456**	..
- interessenze di terzi	19	7	7	12	..

I risultati Eni del 2021 sono stati influenzati in maniera molto significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle commodity energetiche. In media nell'anno 2021 il prezzo di riferimento del marker Brent si attesta a 71 $/barile, +70% rispetto al 2020. Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia: prezzo spot all'hub continentale "TTF" che ha raggiunto una media di 46 €/MWh, con una crescita di oltre il 300%; valori allineati per il prezzo spot Italia "PSV". Condizioni analoghe sono state registrate nel mercato wholesale dell'energia elettrica con il prezzo "PUN" Italia al valore medio di 125 €/MWh, +86% rispetto al 2020, con un picco di 440 €/MWh nel quarto trimestre dell'anno. Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) ha continuato la fase di declino che dura da circa un anno con la media del periodo scesa su valori negativi a -0,9 $/barile (positivo a +1,7 $/barile nel 2020). Il trend già debole in corso d'anno ha registrato un'ulteriore accelerazione ribassista nell'ultimo trimestre dell'anno, particolarmente accentuata nell'ultimo mese, a causa delle eccezionali quotazioni del gas che incidono sia sul costo delle lavorazioni sia sulle utility di raffineria, in aggiunta ai fattori preesistenti di ripresa del costo della carica petrolifera sostenuta dal production management dell'OPEC+ e di debolezza di alcuni mercati di sbocco che hanno depresso gli spread dei prodotti, in particolare il jet fuel e il gasolio, a causa dell'eccesso d'offerta. Inoltre l'anno sconta i maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi.
Il margine del cracker, indicatore di riferimento per il business della chimica, si è ridotto dell'11%; ancora sostenuti gli spread di elastomeri, stirenici e polietilene.

	2021	2020	2019	Var. %.
Prezzo medio del greggio Brent dated[(a)]	70,73	41,67	64,30	69,7
Cambio medio EUR/USD[(b)]	1,183	1,142	1,119	3,6
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	59,80	36,49	57,44	63,9
Standard Eni Refining Margin (SERM)[(c)]	(0,9)	1,7	4,3	(152,9)
PSV[(d)]	487	112	171	334,8
TTF[(d)]	486	100	142	386,0

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.
(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €5.821 milioni nel 2021 rispetto alla perdita netta di €8.635 milioni del 2020. Gli eccellenti risultati raggiunti, in un contesto economico più favorevole e in uno scenario energetico con fondamentali migliorati, sono stati sostenuti dalla rigorosa disciplina finanziaria e dalla riduzione dei costi messe in campo in seguito alla crisi pandemica che hanno consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica. Il risultato netto ottenuto, ritornato sui livelli pre-COVID, ha beneficiato della crescita di proporzioni rilevanti dell'utile operativo a €12.341 milioni rispetto alla perdita operativa di €3.275 milioni del 2020, impattato dalle misure di lockdown per contenere la diffusione della pandemia COVID-19. Infine, il risultato netto ha beneficiato di un tax rate tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo.
Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %.
Exploration & Production	10.066	(610)	7.417	10.676	..
Global Gas & LNG Portfolio	899	(332)	431	1.231	..
Refining & Marketing e Chimica	45	(2.463)	(682)	2.508	..
Plenitude & Power	2.355	660	74	1.695	..
Corporate e altre attività	(816)	(563)	(688)	(253)	(44,9)
Effetto eliminazione utili interni	(208)	33	(120)	(241)	
Utile (perdita) operativo	**12.341**	**(3.275)**	**6.432**	**15.616**	**..**

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escludono gli oneri e proventi straordinari o non correlati alla gestione industriale.

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**12.341**	**(3.275)**	**6.432**	**15.616**	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.491)	1.318	(223)		
Esclusione special item	(1.186)	3.855	2.388		
Utile (perdita) operativo adjusted	**9.664**	**1.898**	**8.597**	**7.766**	**409,2**
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	*9.293*	*1.547*	*8.640*	*7.746*	..
Global Gas & LNG Portfolio	*580*	*326*	*193*	*254*	*77,9*
Refining & Marketing e Chimica	*152*	*6*	*21*	*146*	..
Plenitude & Power	*476*	*465*	*370*	*11*	*2,4*
Corporate e altre attività	*(593)*	*(507)*	*(602)*	*(86)*	*(17,0)*
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	*(244)*	*61*	*(25)*	*(305)*	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	**5.821**	**(8.635)**	**148**	**14.456**	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.060)	937	(157)		
Esclusione special item	(431)	6.940	2.885		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	**4.330**	**(758)**	**2.876**	**5.088**	..

Nel 2021 l'**utile operativo adjusted** di €9.664 milioni evidenzia una ripresa di proporzioni rilevanti (+€7,8 miliardi; oltre il 400% rispetto al 2020). Tale performance è stata conseguita grazie alla disciplina finanziaria e al contenimento dei costi in risposta alla crisi del COVID-19, elementi che hanno consentito di sfruttare a pieno l'eccezionale recupero dello scenario energetico, passato da condizioni di oversupply nel 2020 a causa della pandemia, a una situazione di forte ripresa della domanda in maniera sincrona in tutte le geografie con un'offerta meno reattiva a causa del taglio degli investimenti delle oil companies in risposta alla crisi del COVID-19 e condizioni di mercato corto nel gas (media Brent del 2021 pari a 70,73 $/barile, +70%; media prezzo spot del gas al PSV Italia a 487 €/migliaia di metri cubi, +335%).
Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2021 l'**utile netto adjusted** di €4.330 milioni per effetto della performance operativa e beneficiando anche del miglioramento del tax rate (50% nel 2021 rispetto al 175% del 2020).

Dettaglio degli special item

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da proventi netti di €431 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

(i) l'effetto contabile della componente valutativa dei derivati su commodity con finalità di copertura privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è formalmente applicabile la own use exemption a seguito del forte incremento dei prezzi del gas (proventi di €2.139 milioni);

(ii) le riprese di valore nette di proprietà oil&gas in produzione/sviluppo (€1.244 milioni) relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Congo, Libia, Stati Uniti e Algeria che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi;

(iii) le svalutazioni di impianti di raffinazione per circa €900 milioni relative al valore di libro residuo delle raffinerie operate e di joint operation in Italia e in Europa in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi dovuto al peggioramento dello scenario SERM e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi; nonché il write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU della R&M interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (nel complesso circa €300 milioni);

(iv) i write-off di costi esplorativi (€247 milioni) per abbandono progetti a seguito di ottimizzazioni del portafoglio con l'uscita da asset marginali;

(v) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€163 milioni);

(vi) la differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €352 milioni);

(vii) oneri ambientali di €271 milioni rilevati in particolare nel settore R&M e Chimica;

(viii) oneri per incentivazione all'esodo (€193 milioni);

(ix) accantonamenti a fondo rischi (€142 milioni);
(x) le svalutazioni di crediti al netto degli oneri finanziari di €109 milioni nel settore E&P;
(xi) oneri di €405 milioni relativi alla valutata all'equity Vår Energi relativi principalmente ad alcune svalutazioni di CGU in relazione a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo nonché differenze cambio negative da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge;
(xii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti nonché svalutazioni e oneri straordinari della raffineria ADNOC (complessivamente oneri di €244 milioni);
(xiii) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem.

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

(€ milioni)	2021	2020	2019
Special item dell'utile (perdita) operativo	**(1.186)**	**3.855**	**2.388**
- oneri ambientali	*271*	*(25)*	*338*
- svalutazioni (ripr ese di v alore) nette	*167*	*3.183*	*2.188*
- radiazione po zzi esplor ativi per abbandono pr ogetti	*247*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(100)*	*(9)*	*(151)*
- accant onamenti a fondo rischi	*142*	*149*	*3*
- oneri per incentiv azione all'esodo	*193*	*123*	*45*
- derivati su commodity	*(2.139)*	*440*	*(439)*
- differenze e deriv ati su cambi	*183*	*(160)*	*108*
- altro	*(150)*	*154*	*296*
Oneri (proventi) finanziar	**(115)**	**152**	**(42)**
di cui:			
- riclassifica delle dif erenze e deriv ati su cambi nell'utile (per dita) oper ativo	*(183)*	*160*	*(108)*
Oneri (proventi) su partecipazioni	**851**	**1.655**	**188**
di cui:			
- plusvalenze da cessione			*(46)*
- svalutazioni/riv alutazioni di par tecipazioni	*851*	*1.207*	*148*
Imposte sul reddito	**19**	**1.278**	**351**
Totale special item dell'utile (perdita) netto	**(431)**	**6.940**	**2.885**

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	5.543	124	3.436	5.419	..
Global Gas & LNG Portfolio	169	211	100	(42)	(19,9)
Refining & Marketing e Chimica	62	(246)	(42)	308	..
Plenitude & Power	327	329	275	(2)	(0,6)
Corporate e altre attività	(1.576)	(1.205)	(866)	(371)	(30,8)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato[a]	(176)	36	(20)	(212)	
Utile (perdita) netto adjusted	**4.349**	**(751)**	**2.883**	**5.100**	**..**
di competenza:					
- azionisti Eni	**4.330**	**(758)**	**2.876**	**5.088**	**..**
- interessenze di terzi	19	7	7	12	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	21.742	13.590	23.572	8.152	60,0
Global Gas & LNG Portfolio	20.843	7.051	11.779	13.792	195,6
Refining & Marketing e Chimica	40.374	25.340	42.360	15.034	59,3
- Refining & Mar eting	*36.501*	*22.965*	*39.836*	*13.536*	*58,9*
- Chimica	*5.590*	*3.387*	*4.123*	*2.203*	*65,0*
- Elisioni	*(1.717)*	*(1.012)*	*(1.599)*		
Plenitude & Power	11.187	7.536	8.448	3.651	48,4
- Plenitude	*7.452*	*6.020*	*6.424*	*1.432*	*23,8*
- Power	*3.996*	*1.894*	*2.476*	*2.102*	*..*
- Elisioni	*(261)*	*(378)*	*(452)*		
Corporate e altre attività	1.698	1.559	1.676	139	8,9
Elisioni di consolidamento	(19.269)	(11.089)	(17.954)	(8.180)	
Ricavi della gestione caratteristica	**76.575**	**43.987**	**69.881**	**32.588**	**74,1**
Altri ricavi e proventi	**1.196**	**960**	**1.160**	**236**	**24,6**
Totale ricavi	**77.771**	**44.947**	**71.041**	**32.824**	**73,0**

I ricavi complessivi ammontano a €77.771 milioni, evidenziando un aumento del 73% rispetto al 2020. L'accelerazione della ripresa macroeconomica globale sostenuta dal riavvio delle attività traina la domanda di petrolio, gas naturale ed energia elettrica in modo sincrono in tutte le geografie con conseguente rafforzamento dei prezzi di tutte le commodity.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2021 (€76.575 milioni) sono aumentati di €32.588 milioni rispetto al 2020 (+74,1%), con il seguente breakdown:

- i ricavi della Exploration & Production (€21.742 milioni) evidenziano un aumento del 60% per effetto del miglioramento dello scenario petrolifero che si è riflesso sui prezzi di realizzo degli idrocarburi +78% in media rispetto al 2020;
- i ricavi del settore Global Gas & LNG Portfolio (€20.843 milioni) in aumento di €13.792 milioni, pari al 196%, riflettono l'effetto degli aumenti del prezzo spot del gas, particolarmente significativi nel quarto trimestre 2021, in conseguenza dell'offerta corta e dell'incertezza relativa ai flussi di approvvigionamento nonché dei maggiori volumi commercializzati, in particolare di GNL;
- i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€40.374 milioni) aumentano di €15.034 milioni, pari a circa il 60%, per effetto dei maggiori prezzi dei prodotti raffinati (benzina +76%; diesel +60%) e delle plastiche trainati dalla ripresa economica;
- i ricavi del settore Plenitude & Power (€11.187 milioni) aumentano di €3.651 milioni, pari al 48%, a seguito dell'incremento dei prezzi delle commodity in conseguenza della ripresa economica, del consolidamento di Aldro Energía e della positiva performance del business extracommodity e dell'aumento del numero dei clienti.

COSTI OPERATIVI

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	55.549	33.551	50.874	21.998	65,6
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	279	226	432	53	23,5
Costo lavoro	2.888	2.863	2.996	25	0,9
di cui: incentivi per esodi age volati e altro	*193*	*123*	*45*		
	58.716	**36.640**	**54.302**	**22.076**	**60,3**

I costi operativi sostenuti nel 2021 (€58.716 milioni) sono aumentati di €22.076 milioni rispetto al 2020, pari al 60%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€55.549 milioni) sono aumentati del 66% principalmente per effetto dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€2.888 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto al 2020 (+€25 milioni, pari allo 0,9%) principalmente a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA compensato da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %.
Exploration & Production	5.976	6.273	7.060	(297)	(4,7)
Global Gas & LNG Portfolio	174	125	124	49	39,2
Refining & Marketing e Chimica	512	575	620	(63)	(11,0)
- Refining & Mar eting	*417*	*488*	*530*	*(71)*	*(14,5)*
- Chimica	*95*	*87*	*90*	*8*	*9,2*
Plenitude & Power	286	217	190	69	31,8
- Plenitude	*241*	*172*	*135*	*69*	*40,1*
- Power	*45*	*45*	*55*		
Corporate e altre attività	148	146	144	2	1,4
Effetto eliminazione utili interni	(33)	(32)	(32)	(1)	
Totale Ammortamenti	**7.063**	**7.304**	**8.106**	**(241)**	**(3,3)**
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	167	3.183	2.188	(3.016)	(94,8)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	**7.230**	**10.487**	**10.294**	**(3.257)**	**(31,1)**
Radiazioni	387	329	300	58	17,6
	7.617	**10.816**	**10.594**	**(3.199)**	**(29,6)**

Gli **ammortamenti** (€7.063 milioni) sono diminuiti di €241 milioni rispetto al 2020 (-3,3%), principalmente nel settore Exploration & Production a seguito delle svalutazioni effettuate nell'esercizio precedente, delle minori produzioni e dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati dagli avvii e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€167 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production	(1.244)	1.888	1.217	(3.132)
Global Gas & LNG Portfolio	26	2	(5)	24
Refining & Marketing e Chimica	1.342	1.271	922	71
Plenitude & Power	20	1	42	19
Corporate e altre attività	23	21	12	2
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	**167**	**3.183**	**2.188**	**(3.016)**

Le **radiazioni** (€387 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P. In particolare, nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €331 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi in fase di abbandono per fattori geopolitici e ambientali.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario net	**(849)**	**(913)**	**(962)**	**64**
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(475)	(517)	(618)	42
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	31	127	(20)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(94)	(102)	(122)	8
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(304)	(347)	(378)	43
- Interessi attivi verso banche	4	10	21	(6)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	9	12	8	(3)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari deri ati	**(306)**	**351**	**(14)**	**(657)**
- Strumenti finanziari derivati su valute	(322)	391	9	(713)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	16	(40)	(23)	56
Differenze di cambio	**476**	**(460)**	**250**	**936**
Altri proventi (oneri) finanziar	**(177)**	**(96)**	**(246)**	**(81)**
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	67	97	112	(30)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(144)	(190)	(255)	46
- Altri proventi (oneri) finanziari	(100)	(3)	(103)	(97)
	(856)	**(1.118)**	**(972)**	**262**
Oneri finanziari imputati all attivo patrimoniale	**68**	**73**	**93**	**(5)**
	(788)	**(1.045)**	**(879)**	**257**

Gli **oneri finanziari netti** di €788 milioni registrano un miglioramento di €257 milioni rispetto al 2020. I principali driver sono stati: (i) le differenze di cambio positive (+€936 milioni) in parte compensate dalla variazione negativa del fair value dei derivati su cambi (-€713 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9; (ii) la riduzione degli oneri finanziari sul debito (+€42 milioni) dovuta alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€56 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting; (iii) la riduzione degli interessi su passività per beni in leasing per effetto cambio (+€43 milioni). Gli oneri finanziari diversi evidenziano un peggioramento di €97 milioni relativo principalmente all'attualizzazione di un credito nel settore E&P.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

2021 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refinin & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	8		(333)		(766)	**(1.091)**
Dividendi	171		59			**230**
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	1					**1**
Altri proventi (oneri) netti		(5)	3	(3)	(3)	**(8)**
	180	**(5)**	**(271)**	**(3)**	**(769)**	**(868)**

Gli oneri netti su partecipazioni ammontano a €868 milioni e riguardano:

- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.091 milioni attribuibili essenzialmente a: (i) ADNOC Refining, a seguito della rilevazione di oneri straordinari; e (ii) la quota di competenza Eni della perdita della joint venture Saipem;
- i dividendi di €230 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (€144 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (€54 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.091)	(1.733)	(88)	642
Dividendi	230	150	247	80
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	1		19	1
Altri proventi (oneri) netti	(8)	(75)	15	67
Proventi (oneri) su partecipazioni	**(868)**	**(1.658)**	**193**	**790**

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito sono in aumento di €2.195 milioni a €4.845 milioni, con un utile ante imposte di €10.685 milioni nel 2021 (una perdita ante imposte di €5.978 milioni registrata nel 2020).
Il tax rate si attesta al 45% (rispetto a valori poco significativi del 2020) grazie alla normalizzazione della E&P in relazione al miglioramento dello scenario che ha determinato sul piano fiscale un più favorevole mix geografico dei profitti (minore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità) e il venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020 comportando tax rate particolarmente elevati.
Il tax rate adjusted si attesta al 50% per effetto degli stessi driver commentati al tax rate reported.

Risultati per settore di attività[1]

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**10.066**	**(610)**	**7.417**	**10.676**	..
Esclusione special item:	(773)	2.157	1.223		
- oneri ambientali	*60*	*19*	*32*		
- svalutazioni (ripr ese di v alore) nette	*(1.244)*	*1.888*	*1.217*		
- radiazioni po zzi esplor ativi per abbandono pr ogetti	*247*				
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(77)*	*1*	*(145)*		
- oneri per incentiv azione all'esodo	*60*	*34*	*23*		
- accant onamenti a fondo rischi	*113*	*114*	*(18)*		
- differenze e deriv ati su cambi	*(3)*	*13*	*14*		
- altro	*71*	*88*	*100*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**9.293**	**1.547**	**8.640**	**7.746**	..
Proventi (oneri) finanziari netti[(a)]	(313)	(316)	(362)	3	
Proventi (oneri) su partecipazioni[(a)]	681	262	312	419	
di cui: Vår Energi	*425*	*193*	*122*		
Imposte sul reddito[(a)]	(4.118)	(1.369)	(5.154)	(2.749)	
Utile (perdita) netto adjusted	**5.543**	**124**	**3.436**	**5.419**	..
I risultati includono:					
costi di ricerca esplorativa:	558	510	489	48	9,4
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisic	*194*	*196*	*275*	*(2)*	*(1,0)*
- radiazione di po zzi di insuccesso [(b)]	*364*	*314*	*214*	*50*	*15,9*
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio[(c)] ($/barile)	66,62	37,06	59,26	29,56	79,8
Gas naturale ($/migliaia di metri cubi)	234,77	132,95	174,59	101,82	76,6
Idrocarburi ($/boe)	51,49	28,92	43,54	22,57	78,0

(a) Escludono gli special item.
(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.
(c) Include condensati.

(1) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

Nel 2021 il settore Exploration & Production ha registrato un **utile operativo adjusted** di €9.293 milioni, con un incremento pari a +€7.746 milioni (+500%) rispetto al 2020 impattato dalla pandemia, sostenuto dalla continua ripresa dello scenario energetico. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati dell'80% e del 77% rispettivamente per i liquidi e il gas naturale rispetto all'anno 2020. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica negativa per special item di €773 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €5.543 milioni nell'esercizio in sostanziale incremento rispetto all'utile di €124 milioni del 2020, a seguito essenzialmente della ripresa dell'utile operativo. L'utile netto adjusted beneficia della riduzione del tax rate dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti con riduzione dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità, nonché al venir meno di alcuni fenomeni che nel 2020 avevano penalizzato il carico fiscale.

Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è aumentato in media del 77% nell'anno per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è stato ridotto in media di 2,15 $/migliaia di metri cubi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 332 milioni di metri cubi. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo dicembre 2021- dicembre 2022 di 4.442 milioni di metri cubi di riserve certe che residuano in 4.110 milioni di metri cubi a fine 2021.
Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza:

		2021
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	
Volumi venduti		40.943
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		332
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	($/migliaia di metri cubi)	**236,92**
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(2,15)
Prezzo medio di realizzo		**234,77**

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**899**	**(332)**	**431**	**1.231**	..
Esclusione special item:	(319)	658	(238)		
- svalutazioni (ripr ese di v alore) nette	*26*	*2*	*(5)*		
- oneri per incentiv azione all'esodo	*5*	*2*	*1*		
- derivati su commodity	*(207)*	*858*	*(576)*		
- differenze e deriv ati su cambi	*206*	*(183)*	*109*		
- altro	*(349)*	*(21)*	*233*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**580**	**326**	**193**	**254**	**77,9**
Proventi (oneri) finanziari netti[(a)]	(17)		3	(17)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[(a)]		(15)	(21)	15	
Imposte sul reddito[(a)]	(394)	(100)	(75)	(294)	
Utile (perdita) netto adjusted	**169**	**211**	**100**	**(42)**	**(19,9)**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2021 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €580 milioni, in robusta crescita rispetto al 2020 (+€254 milioni, pari al 78%). La positiva performance è dovuta alle attività di continua ottimizzazione del portafoglio e alla rinegoziazione dei contratti, nonché ai maggiori volumi venduti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti e alla valutazione di un accresciuto rischio congiunturale e ad alcune dispute commerciali in corso.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €319 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €169 milioni (un utile di €211 milioni nel 2020).

REFINING & MARKETING E CHIMICA

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**45**	**(2.463)**	**(682)**	**2.508**	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(1.455)	1.290	(318)		
Esclusione special item:	1.562	1.179	1.021		
- oneri ambientali	*150*	*85*	*244*		
- svalutazioni (ripr ese di v alore) nette	*1.342*	*1.271*	*922*		
- plusv alenze nette su cessione di asset	*(22)*	*(8)*	*(5)*		
- accant onamenti a fondo rischi	*(4)*	*5*	*(2)*		
- oneri per incentiv azione all'esodo	*42*	*27*	*8*		
- derivati su commodity	*50*	*(185)*	*(118)*		
- differenze e deriv ati su cambi	*(14)*	*10*	*(5)*		
- altro	*18*	*(26)*	*(23)*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**152**	**6**	**21**	**146**	..
- Refining & Mar eting	*(46)*	*235*	*289*	*(281)*	..
- Chimica	*198*	*(229)*	*(268)*	*427*	..
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(32)	(7)	(36)	(25)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(4)	(161)	37	157	
di cui: ADNOC Refinin	*(76)*	*(167)*	*23*		
Imposte sul reddito[a]	(54)	(84)	(64)	30	
Utile (perdita) netto adjusted	**62**	**(246)**	**(42)**	**308**	..

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €46 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €235 milioni del 2020, a seguito dell'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e dei maggiori oneri per CO_2. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'ottimizzazione degli assetti impiantistici e dei maggiori volumi venduti dai business commerciali, trainati dalla ripresa dei consumi, grazie al crescente riavvio dell'economia e alla maggiore mobilità delle persone.

Nel 2021 il business della **Chimica** ha registrato un **utile operativo adjusted** di €198 milioni rappresenta un netto miglioramento rispetto alla perdita di €229 milioni registrata nel periodo di confronto, per effetto della ripresa economica globale che ha sostenuto la domanda e i margini delle commodity plastiche allentando la pressione competitiva, della maggiore disponibilità degli impianti nonché di alcuni fenomeni contingenti che hanno ridotto l'import da paesi extra-EU creando una carenza di prodotti nell'area, aprendo opportunità di mercato.

L'**utile operativo adjusted** del settore **R&M e Chimica** pari a €152 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.562 milioni e con l'esclusione dell'utile da valutazione delle scorte di €1.455 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **R&M e Chimica** si attesta a €62 milioni rispetto alla perdita netta di €246 milioni del 2020, a seguito del miglioramento del business della Chimica.

PLENITUDE & POWER

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**2.355**	**660**	**74**	**1.695**	..
Esclusione special item:	(1.879)	(195)	296		
- oneri ambientali		*1*			
- svalutazioni (ripr ese di v alore) nette	*20*	*1*	*42*		
- plusv alenze nette su cessione di asset	*(2)*				
- accant onamenti a fondo rischi		*10*			
- oneri per incentiv azione all'esodo	*(5)*	*20*	*3*		
- derivati su commodity	*(1.982)*	*(233)*	*255*		
- differenze e deriv ati su cambi	*(6)*		*(10)*		
- altro	*96*	*6*	*6*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**476**	**465**	**370**	**11**	**2,4**
- Plenitude	*363*	*304*	*256*	*59*	*19,4*
- Power	*113*	*161*	*114*	*(48)*	*(29,8)*
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(2)	(1)	(1)	(1)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(3)	6	10	(9)	
Imposte sul reddito[a]	(144)	(141)	(104)	(3)	
Utile (perdita) netto adjusted	**327**	**329**	**275**	**(2)**	**(0,6)**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2021, **Plenitude** ha registrato performance solide ed in crescita con un utile operativo adjusted pari a €363 milioni, in aumento di €59 milioni (+19% rispetto al 2020), grazie al miglioramento delle performance del business extra commodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito di Evolvere, alle azioni commerciali in Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita in Grecia e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €113 milioni, in riduzione di €48 milioni rispetto al 2020, pari al 30%, principalmente per effetto dei minori one off.

L'**utile operativo adjusted** del settore **Plenitude & Power** pari a €476 milioni è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €1.879 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **Plenitude & Power** di €327 milioni è sostanzialmente in linea con il risultato ottenuto nel 2020 (utile netto adjusted di €329 milioni).

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(816)**	**(563)**	**(688)**	**(253)**	**(44,9)**
Esclusione special item:	223	56	86		
- oneri ambientali	*61*	*(130)*	*62*		
- svalutazioni (ripr ese di v alore) nette	*23*	*21*	*12*		
- plusv alenze nette su cessione di asset	*1*	*(2)*	*(1)*		
- accant onamenti a fondo rischi	*33*	*20*	*23*		
- oneri per incentiv azione all'esodo	*91*	*40*	*10*		
- altro	*14*	*107*	*(20)*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(593)**	**(507)**	**(602)**	**(86)**	**(17,0)**
Proventi (oneri) finanziari netti[(a)]	(539)	(569)	(525)	30	
Proventi (oneri) su partecipazioni[(a)]	(691)	(95)	43	(596)	
Imposte sul reddito[(a)]	247	(34)	218	281	
Utile (perdita) netto adjusted	**(1.576)**	**(1.205)**	**(866)**	**(371)**	**(30,8)**

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato **Corporate e altre attività** include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato e utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[a]

(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	53.943	2.356
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.821	4.643	178
Attività immateriali	4.799	2.936	1.863
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.053	995	58
Partecipazioni	7.181	7.706	(525)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.902	1.037	865
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.804)	(1.361)	(443)
	74.251	**69.899**	**4.352**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.072	3.893	2.179
Crediti commerciali	15.524	7.087	8.437
Debiti commerciali	(16.795)	(8.679)	(8.116)
Attività (passività) tributarie nette	(3.678)	(2.198)	(1.480)
Fondi per rischi e oneri	(13.593)	(13.438)	(155)
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.258)	(1.328)	(930)
	(14.728)	**(14.663)**	**(65)**
Fondi per benefici ai dipendent	**(819)**	**(1.201)**	**382**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**139**	**44**	**95**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**58.843**	**54.079**	**4.764**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	44.437	37.415	7.022
Interessenze di terzi	82	78	4
Patrimonio netto	**44.519**	**37.493**	**7.026**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 1	**8.987**	**11.568**	**(2.581)**
Passività per leasing	5.337	5.018	319
- di cui working inter est Eni	*3.653*	*3.366*	*287*
- di cui working inter est follower	*1.684*	*1.652*	*32*
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 1	**14.324**	**16.586**	**(2.262)**
COPERTURE	**58.843**	**54.079**	**4.764**
Leverage	**0,32**	**0,44**	
Gearing	**0,24**	**0,31**	

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Al 31 dicembre 2021 il **capitale immobilizzato** di €74.251 milioni è aumentato di €4.352 milioni rispetto al periodo di riferimento del 2020 a seguito degli investimenti/acquisizioni e dell'effetto positivo delle differenze cambio in parte compensati dagli ammortamenti (al 31 dicembre 2021, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,133, rispetto al cambio di 1,227 al 31 dicembre 2020, -7,7%).

Il **capitale di esercizio netto** (-€14.728 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2020 per effetto dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity parzialmente compensato dallo stanziamento delle imposte di periodo (+€1.480 milioni) e dall'incremento di altre passività d'esercizio (€930 milioni).

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2021	2020
Utile (perdita) netto dell'esercizio	**5.840**	**(8.628)**
Componenti non riclassificabili a conto economic	**149**	**33**
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipenden	*119*	*(16)*
Variazione fair v alue par tecipazioni v alutate al fair v alue con eff etti a OCI	*105*	*24*
Quota di per tinenza delle " altre componenti dell'utile (per dita) complessiv o" delle par tecipazioni v alutate con il met odo del patrimonio nett o	*2*	
Effetto fiscal	*(77)*	*25*
Componente riclassificabili a conto economic	**1.902**	**(2.813)**
Differenze di cambio da conv ersione dei bilanci in moneta div ersa dall'euro	*2.828*	*(3.314)*
Variazione fair v alue strumenti finanziari deri ati di coper tura cash flow hedg	*(1.264)*	*661*
Quota di per tinenza delle " altre componenti dell'utile (per dita) complessiv o" delle par tecipazioni v alutate con il met odo del patrimonio nett o	*(34)*	*32*
Effetto fiscal	*372*	*(192)*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	**2.051**	**(2.780)**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	**7.891**	**(11.408)**
di competenza:		
- azionisti Eni	**7.872**	**(11.415)**
- interessenze di terzi	19	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	**47.900**
Totale utile (perdita) complessivo	(11.408)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975
Altre variazioni	(6)
Totale variazioni	**(10.407)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020	**37.493**
di competenza:	
- azionisti Eni	**37.415**
- interessenze di terzi	78
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	**37.493**
Totale utile (perdita) complessivo	7.891
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.390)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)
Acquisto azioni proprie	(400)
Altre variazioni	6
Totale variazioni	**7.026**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2021	**44.519**
di competenza:	
- azionisti Eni	**44.437**
- interessenze di terzi	82

Il **patrimonio netto** (€44.519 milioni) è aumentato di €7.026 milioni per effetto dell'utile di periodo (€5.840 milioni), delle due emissioni ibride di €2.000 milioni effettuate nel mese di maggio 2021 e delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA (+€2.828 milioni), in parte compensati dalla distribuzione del saldo dividendo 2020 agli azionisti Eni (€857 milioni) e dell'acconto 2021 di €1.533 milioni, dal buy-back (€400 milioni) nonché dalla variazione negativa di -€1.264 milioni della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza tale indicatore per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.794	26.686	1.108
- Debiti finanziari a b eve termine	*4.080*	*4.791*	*(711)*
- Debiti finanziari a lungo termin	*23.714*	*21.895*	*1.819*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.254)	(9.413)	1.159
Titoli held for trading	(6.301)	(5.502)	(799)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.252)	(203)	(4.049)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 1	**8.987**	**11.568**	**(2.581)**
Passività per beni in leasing	5.337	5.018	319
- di cui working inter est Eni	*3.653*	*3.366*	*287*
- di cui working inter est follower	*1.684*	*1.652*	*32*
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 1	**14.324**	**16.586**	**(2.262)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**44.519**	**37.493**	**7.026**
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	**0,20**	**0,31**	**0,11**
Leverage post lease liability ex IFRS 16	**0,32**	**0,44**	**0,12**

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 è pari a €14.324 milioni in riduzione di €2.262 milioni rispetto al 2020. I **debiti finanziari e obbligazionar**i ammontano a €27.794 milioni, di cui €4.080 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €1.781 milioni) e €23.714 milioni a lungo termine. L'incremento dei **crediti finanziari non strumentali all'attività operativa** è connesso all'operatività in derivati su commodity e all'aumento rilevante delle esposizioni per effetto prezzo che ha fatto scattare la richiesta da parte delle controparti finanziarie di integrare i depositi costituiti a garanzia delle esposizioni (margin call). Tali somme sono restituite alla Compagnia al settlement dell'operazione sottostante.

Escludendo l'effetto della lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €8.987 milioni in riduzione di €2.581 milioni rispetto al 2020.

Il **leverage**[2] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,32 al 31 dicembre 2021, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,20.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato e la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento e il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[a]

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Utile (perdita) netto	**5.840**	**(8.628)**	**155**	**14.468**
Rettifiche per ricondur e l'utile (per dita) netto al flusso di cassa net o da attività oper ativa:				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	8.568	12.641	10.480	(4.073)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(102)	(9)	(170)	(93)
- dividendi, interessi e imposte	5.334	3.251	6.224	2.083
Variazione del capitale di esercizio	(3.146)	(18)	366	(3.128)
Dividendi incassati da partecipate	857	509	1.346	348
Imposte pagate	(3.726)	(2.049)	(5.068)	(1.677)
Interessi (pagati) incassati	(764)	(875)	(941)	111
Flusso di cassa netto da attività operativa	**12.861**	**4.822**	**12.392**	**8.039**
Investimenti tecnici	(5.234)	(4.644)	(8.376)	(590)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.738)	(392)	(3.008)	(2.346)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	404	28	504	376
Altre variazioni relative all'attività di investimento	289	(735)	(254)	1.024
Free cash flo	**5.582**	**(921)**	**1.258**	**6.503**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(4.743)	1.156	(279)	(5.899)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(244)	3.115	(1.540)	(3.359)
Rimborso di passività per beni in leasing	(939)	(869)	(877)	(70)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975		(1.051)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	52	(69)	1	121
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**(1.148)**	**3.419**	**(4.861)**	**(4.567)**
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**12.711**	**6.726**	**11.700**	**5.985**

Variazione dell'indebitamento finanziario nett

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Free cash flo	**5.582**	**(921)**	**1.258**	**6.503**
Rimborso di passività per beni in leasing	(939)	(869)	(877)	(70)
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(777)	(67)		(710)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			13	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(429)	759	(158)	(1.188)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975		(1.051)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**2.581**	**(91)**	**(3.188)**	**2.672**
Effetti prima applicazione IFRS 16			(5.759)	
Rimborsi lease liability	939	869	877	70
Accensioni del periodo e altre variazioni	(1.258)	(239)	(766)	(1.019)
Variazione passività per beni in leasing	**(319)**	**630**	**(5.648)**	**(949)**
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**2.262**	**539**	**(8.836)**	**1.723**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2021 è stato di €12.861 milioni con un incremento di €8.039 milioni rispetto al 2020, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream.

La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,7 miliardi rispetto all'ammontare ceduto nello stesso periodo 2020, migliorando il flusso di cassa di tale differenziale.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €3.146 milioni è dovuto alla variazione del valore del magazzino olio e gas, all'utilizzo degli acconti ricevuti dalle società di stato egiziane per il finanziamento del progetto Zohr compensati con le fatture per le forniture di gas nonché alla rettifica del fair value dei derivati.

I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato essenzialmente Vår Energi.
Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €12.711 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting.
La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2.581 milioni è principalmente dovuta alle emissioni di bond ibridi di €2.000 milioni lordi e al free cash flow positivo prodotto dalla gestione di circa €5.582 milioni, che hanno coperto il pagamento dei dividendi di €2.358 milioni (saldo dividendo 2020 di €0,24 per azione con un esborso di €854 milioni e acconto 2021 di €0,43 per azione con un esborso di €1.504 milioni), l'esecuzione del programma di buy-back dell'azione Eni da €400 milioni, il pagamento delle rate di leasing di €939 milioni e il consolidamento del debito delle società acquisite di €777 milioni.

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa per i reporting period 2021, 2020 e 2019 è riportata di seguito:

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.861	4.822	12.392	8.039
Variazione del capitale di esercizio	3.146	18	(366)	3.128
Esclusione derivati su commodity	(2.139)	440	(439)	(2.579)
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(1.491)	1.318	(223)	(2.809)
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	334	128	336	206
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**12.711**	**6.726**	**11.700**	**5.985**

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production[a]	3.940	3.472	6.996	468	13,5
- acquisto di riserve proved e unproved	*17*	*57*	*400*	*(40)*	*(70,2)*
- ricerca esplorativa	*391*	*283*	*586*	*108*	*38,2*
- sviluppo di idrocarburi	*3.443*	*3.077*	*5.931*	*366*	*11,9*
- progetti CCUS e agro-biofeedstock	*37*			*37*	*..*
- altro	*52*	*55*	*79*	*(3)*	*(5,5)*
Global Gas & LNG Portfolio	19	11	15	8	72,7
Refining & Marketing e Chimica	728	771	933	(43)	(5,6)
- Refining & Marketing	*538*	*588*	*815*	*(50)*	*(8,5)*
- Chimica	*190*	*183*	*118*	*7*	*3,8*
Plenitude & Power	443	293	357	150	51,2
- Plenitude	*366*	*241*	*315*	*125*	*51,9*
- Power	*77*	*52*	*42*	*25*	*48,1*
Corporate e altre attività	187	107	89	80	74,8
Effetto eliminazione utili interni	(4)	(10)	(14)	6	
Investimenti tecnici[a]	**5.313**	**4.644**	**8.376**	**669**	**14,4**
Investimenti in partecipazioni/business combination	**2.738**	**392**	**3.008**	**2.346**	**..**
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination	**8.051**	**5.036**	**11.384**	**3.015**	**59,9**

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nel 2021.

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €8.051 milioni, in aumento del 60% rispetto il 2020, e includono il corrispettivo dell'acquisizione: (i) della società Be Power attiva nell'installazione e gestione di una rete di colonnine di ricarica per veicoli elettrici (metà del costo sarà pagato nel 2022); (ii) del 20% nel progetto offshore eolico di Dogger Bank A/B nel Mare del Nord; (iii) della società Aldro Energía nel business retail gas; (iv) del 100% del gruppo Fri-El Biogas Holding attivo business della produzione di bio-gas in Italia; (v) del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% nel 2020; e (vi) di un portafoglio di capacità di generazione rinnovabile in esercizio/in costruzione in Italia (impianti eolici) e in Spagna, Francia e Stati Uniti (con asset sia nell'eolico sia nel fotovoltaico). Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (circa €500 milioni) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €5,8 miliardi e sono interamente finanziati dal flusso di cassa adjusted.

Gli investimenti tecnici di €5.313 milioni (€4.644 milioni nel 2020) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.443 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Italia, Indonesia ed Iraq;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€390 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€148 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- le iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail e all'attività rinnovabili (€366 milioni).

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il managment valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption"e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.
Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.
Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.
Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.
Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own

use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.
In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Leverage
Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing
Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Free cash flo
Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario nett
L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

ROACE Adjusted
Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Coverage
Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio
Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage
Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

EBITDA
Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più gli ammortamenti e le svalutazioni.

Debt/EBITDA

Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

Profit per bo

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil and Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Opex per boe

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and GasTopic 932) e i volumi prodotti.

Finding & Development cost per boe

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED

2021 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**10.066**	**899**	**45**	**2.355**	**(816)**	**(208)**	**12.341**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	60		150		61		271
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(1.244)	26	1.342	20	23		167
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	247						247
- plusvalenze nette su cessione di asset	(77)		(22)	(2)	1		(100)
- accantonamenti a fondo rischi	113		(4)		33		142
- oneri per incentivazione all'esodo	60	5	42	(5)	91		193
- derivati su commodity		(207)	50	(1.982)			(2.139)
- differenze e derivati su cambi	(3)	206	(14)	(6)			183
- altro	71	(349)	18	96	14		(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo	**(773)**	**(319)**	**1.562**	**(1.879)**	**223**		**(1.186)**
Utile (perdita) operativo adjusted	**9.293**	**580**	**152**	**476**	**(593)**	**(244)**	**9.664**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito[a]	(4.118)	(394)	(54)	(144)	247	68	(4.395)
Tax rate (%)							*50,3*
Utile (perdita) netto adjusted	**5.543**	**169**	**62**	**327**	**(1.576)**	**(176)**	**4.349**
di competenza:							
- interessenze di terzi							19
- azionisti Eni							**4.330**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**5.821**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(1.060)
Esclusione special item							(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**4.330**

(a) Escludono gli special item.

2020 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**(610)**	**(332)**	**(2.463)**	**660**	**(563)**	**33**	**(3.275)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.290			28	1.318
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	19		85	1	(130)		(25)
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.888	2	1.271	1	21		3.183
- plusvalenze nette su cessione di asset	1		(8)		(2)		(9)
- accantonamenti a fondo rischi	114		5	10	20		149
- oneri per incentivazione all'esodo	34	2	27	20	40		123
- derivati su commodity		858	(185)	(233)			440
- differenze e derivati su cambi	13	(183)	10				(160)
- altro	88	(21)	(26)	6	107		154
Special item dell'utile (perdita) operativo	**2.157**	**658**	**1.179**	**(195)**	**56**		**3.855**
Utile (perdita) operativo adjusted	**1.547**	**326**	**6**	**465**	**(507)**	**61**	**1.898**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	262	(15)	(161)	6	(95)		(3)
Imposte sul reddito[a]	(1.369)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.753)
Tax rate (%)							*175,0*
Utile (perdita) netto adjusted	**124**	**211**	**(246)**	**329**	**(1.205)**	**36**	**(751)**
di competenza:							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							**(758)**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**(8.635)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							937
Esclusione special item							6.940
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**(758)**

(a) Escludono gli special item.

2019 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**7.417**	**431**	**(682)**	**74**	**(688)**	**(120)**	**6.432**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)			95	(223)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	32		244		62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	(5)	922	42	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)		(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)		23		3
- oneri per incentivazione all'esodo	23	1	8	3	10		45
- derivati su commodity		(576)	(118)	255			(439)
- differenze e derivati su cambi	14	109	(5)	(10)			108
- altro	100	233	(23)	6	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo	**1.223**	**(238)**	**1.021**	**296**	**86**		**2.388**
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.640**	**193**	**21**	**370**	**(602)**	**(25)**	**8.597**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(362)	3	(36)	(1)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	312	(21)	37	10	43		381
Imposte sul reddito[a]	(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)
Tax rate (%)							*64,2*
Utile (perdita) netto adjusted	**3.436**	**100**	**(42)**	**275**	**(866)**	**(20)**	**2.883**
di competenza:							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							**2.876**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**148**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(157)
Esclusione special item							2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**2.876**

(a) Escludono gli special item.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Voci dello stato patrimoniale riclassificat (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2021 Valori da schema legale	31 dicembre 2021 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2020 Valori da schema legale	31 dicembre 2020 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			56.299		53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.821		4.643
Attività immateriali			4.799		2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.053		995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.181		7.706
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		1.902		1.037
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.804)		(1.361)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 11)	(16)			
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 11)	(87)			
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 8)	8		21	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 11)	23		11	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 18)	(1.732)		(1.393)	
Totale Capitale immobilizzato			**74.251**		**69.899**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.072		3.893
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		15.524		7.087
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(16.795)		(8.679)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(3.678)		(2.198)
- passività per imposte sul reddito correnti		(648)		(243)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(374)		(360)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	(1.435)		(1.124)	
- passività per imposte differite		(4.835)		(5.524)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	(27)		(26)	
- attività per imposte sul reddito correnti		195		184	
- attività per imposte sul reddito non correnti		108		153	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	442		450	
- attività per imposte anticipate		2.713		4.109	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	182		181	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 8)	3		3	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(2)		(1)	
Fondi per rischi e oneri			(13.593)		(13.438)
Altre attività (passività), composti da:			(2.258)		(1.328)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 17)	39		22	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 8)	3.315		3.815	
- altre attività correnti	(vedi nota 11)	13.192		2.236	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 11)	824		1.061	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 18)	(3.191)		(2.863)	
- altre passività correnti	(vedi nota 11)	(14.305)		(3.748)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 11)	(2.132)		(1.851)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(14.728)**		**(14.663)**
Fondi per benefici ai dipendent			**(819)**		**(1.201)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			**139**		**44**
composte da:					
- attività destinate alla vendita		263		44	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(124)			
CAPITALE INVESTITO NETTO			**58.843**		**54.079**
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			**44.519**		**37.493**
Indebitamento finanziario nett					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.794		26.686
- passività finanziarie a lungo termine		23.714		21.895	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.781		1.909	
- passività finanziarie a breve termine		2.299		2.882	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(8.254)		(9.413)
Titoli held-for-trading			(6.301)		(5.502)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		(4.252)		(203)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 1			**8.987**		**11.568**
Passività per beni in leasing, composti da:			5.337		5.018
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.389		4.169	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		948		849	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasin ex IFRS 16[a]			**14.324**		**16.586**
COPERTURE			**58.843**		**54.079**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluen e/riclassifiche delle oci dello schema legale (€ milioni)	2021		2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		**5.840**		**(8.628)**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		8.568		12.641
- ammortamenti	7.063		7.304	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	167		3.183	
- radiazioni	387		329	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.091		1.733	
- altre variazioni	(194)		92	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	54			
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(102)		(9)
Dividendi, interessi e imposte		5.334		3.251
- dividendi	(230)		(150)	
- interessi attivi	(75)		(126)	
- interessi passivi	794		877	
- imposte sul reddito	4.845		2.650	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.146)		(18)
- rimanenze	(2.033)		1.054	
- crediti commerciali	(7.888)		1.316	
- debiti commerciali	7.744		(1.614)	
- fondi per rischi e oneri	(406)		(1.056)	
- altre attività e passività	(563)		282	
Dividendi incassati		857		509
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.726)		(2.049)
Interessi (pagati) incassati		(764)		(875)
- interessi incassati	28		53	
- interessi pagati	(792)		(928)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**12.861**		**4.822**
Investimenti		(5.234)		(4.644)
- attività materiali	(4.950)		(4.407)	
- attività immateriali	(284)		(237)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.738)		(392)
- partecipazioni	(837)		(283)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(1.901)		(109)	
Disinvestimenti		404		28
- attività materiali	207		12	
- attività immateriali	1			
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	76			
- imposte pagate sulle dismissioni	(35)			
- partecipazioni	155		16	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		289		(735)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(2)			
- investimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(227)		(166)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	386		(757)	
- disinvestimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	141		136	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(9)		52	
Free cash flo		**5.582**		**(921)**

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluen e/riclassifiche delle oci dello schema legale (€ milioni)	2021		2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flo		**5.582**		**(921)**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(4.743)		1.156
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.743)		1.156	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(244)		3.115
- assunzione di debiti finanziari non correnti	3.556		5.278	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.890)		(3.100)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(910)		937	
Rimborso di passività per beni in leasing		(939)		(869)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.780)		(1.968)
- acquisto di azioni proprie	(400)			
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(17)			
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(2.358)		(1.965)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(5)		(3)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924		2.975
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	1.985		2.975	
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(61)			
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		52		(69)
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni	52		(69)	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**(1.148)**		**3.419**

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

I risultati economico-finanziari di Eni SpA di seguito illustrati risultano essere caratterizzati dalle seguenti operazioni:

- conferimento, operato con efficacia del 30 giugno 2021, del ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia" a Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit) nell'ambito del programma di integrazione del business retail Gas & Power con il business delle attività rinnovabili; in relazione a ciò le attività del business renewables hanno interessato i risultati di Eni SpA per il solo primo semestre 2021;
- acquisizione, con efficacia del 31 dicembre 2021, del ramo d'azienda "Laboratori Sperimentali" da EniProgetti SpA;
- modifica della classificazione della Mozambique Rovuma Venture SpA da joint operation a joint venture in relazione all'ampliamento dello scope della società in ulteriori progetti minerari in Mozambico.

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	38.249	18.017	28.496	20.232
Altri ricavi e proventi	474	405	430	69
Costi operativi	(34.490)	(19.645)	(28.785)	(14.845)
Altri proventi (oneri) operativi	(2.278)	(176)	112	(2.102)
Ammortamenti	(930)	(1.013)	(1.137)	83
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(455)	(1.573)	(1.144)	1.118
Radiazioni	(1)		(2)	(1)
Risultato operativo	**569**	**(3.985)**	**(2.030)**	**4.554**
Proventi (oneri) finanziari	(207)	(299)	(279)	92
Proventi (oneri) su partecipazioni	6.918	6.519	5.677	399
Utile prima delle imposte	**7.280**	**2.235**	**3.368**	**5.045**
Imposte sul reddito	395	(628)	(390)	1.023
Utile netto	**7.675**	**1.607**	**2.978**	**6.068**

L'**utile netto** di Eni SpA di €7.675 milioni si incrementa di €6.068 milioni rispetto all'esercizio precedente.
Il miglioramento del risultato operativo di €4.554 milioni è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business R&M (€1.933 milioni) per effetto principalmente della valutazione positiva delle scorte; escludendo tale valutazione, la performance è in calo rispetto all'esercizio 2020 e risente della straordinaria debolezza dello scenario di raffinazione e dei maggiori oneri per la CO_2; (ii) alla linea di business E&P (€1.692 milioni), per effetto essenzialmente del rafforzamento dello scenario prezzi e delle riprese di valore relative in particolare a giacimenti gas in Italia; (iii) alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio (€999 milioni), per effetto delle ottimizzazioni di portafoglio gas e le rinegoziazioni contrattuali catturando la fase di estrema volatilità del mercato che ha visto i prezzi spot raggiungere valori record, nonché alla crescita dei volumi di gas commercializzati in Italia per effetto della ripresa economica. L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€399 milioni) è riferito essenzialmente alle maggiori riprese di valore operate sulle partecipate. Le minori imposte sul reddito (€1.023 milioni) sono riferite alla circostanza che nel 2020 vennero operate svalutazioni di imposte anticipate in relazione alla previsione della loro recuperabilità.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production	2.198	1.509	2.234	689
Global Gas & LNG Portfolio	18.374	5.702	9.433	12.672
Refining & Marketing	15.505	9.694	15.908	5.811
Power & Renewables	4.089	1.938	2.513	2.151
Corporate	976	876	921	100
Elisioni	(2.893)	(1.702)	(2.513)	(1.191)
	38.249	**18.017**	**28.496**	**20.232**

I **ricavi** Exploration & Production (€2.198 milioni) si incrementano di €689 milioni, pari al 45,7%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas parzialmente compensati da una diminuzione di idrocarburi prodotti pari a -23,2 migliaia di boe/giorno.

I **ricavi** Global Gas & LNG Portfolio (€18.374 milioni) si incrementano di €12.672 milioni a seguito principalmente delle vendite di gas nei mercati europei e delle maggiori vendite di GNL nonché per effetto dello scenario energetico legato ai prezzi del gas.

I **ricavi** Refining & Marketing (€15.505 milioni) si incrementano di €5.811 milioni, pari al 59,9%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi e dei volumi venduti, trainati dalla ripresa dei consumi.

I **ricavi** Power & Renewables (€4.089 milioni) si incrementano di €2.151 milioni a seguito dello scenario prezzi in forte crescita e dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

I **ricavi** della Corporate (€976 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2020.

RISULTATO OPERATIVO

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production	711	(981)	(352)	1.692
Global Gas & LNG Portfolio	683	(316)	(581)	999
Refining & Marketing	(205)	(2.138)	(426)	1.933
Power & Renewables	23	(29)	(155)	52
Corporate	(557)	(545)	(499)	(12)
Eliminazione utili interni[(a)]	(86)	24	(17)	(110)
Risultato operativo	**569**	**(3.985)**	**(2.030)**	**4.554**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il **risultato operativo** della Exploration & Production, di €711 milioni, migliora di €1.692 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas; (ii) delle riprese di valore operate sugli asset di Falconara, Rubicone, Casalborsetti e Fano pari a €481 milioni (nel 2020 erano state operate svalutazioni pari a €365 milioni); (iii) ai minori costi operativi.

Il **risultato operativo** della Global Gas & LNG Portfolio, di €683 milioni, migliora di €999 milioni a seguito delle attività di continua ottimizzazione del portafoglio e di rinegoziazione dei contratti che hanno permesso di beneficiare della fase di estrema volatilità del mercato sia gas sia GNL. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti e ad alcune dispute commerciali ancora in corso.

Il **risultato operativo** della Refining & Marketing, negativo per €205 milioni, migliora di €1.933 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato; (ii) delle minori svalutazioni da impairment degli impianti di raffinazione che, in entrambi i periodi a confronto, hanno risentito del deterioramento dei flussi di cassa attesi per effetto del peggioramento dello scenario SERM e dei maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e dai maggiori oneri per CO_2.

Il **risultato operativo** della Power & Renewables, di €23 milioni, migliora di €52 milioni a seguito: (i) dei migliori risultati conseguiti nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, dei maggiori margini per effetto scenario prezzi nonché dalle maggiori rivalutazioni da impairment test sui right of use; (ii) della circostanza che il risultato 2021 tiene conto dei valori dell'attività Renewables sino al 30 giugno 2021, data di efficacia della cessione del ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia".

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Dividendi	6.006	8.914	6.623	(2.908)
Plusvalenze nette da vendite	21			21
Altri proventi	2.281	5	420	2.276
Totale proventi	**8.308**	**8.919**	**7.043**	**(611)**
Svalutazioni e perdite	(1.390)	(2.400)	(1.366)	1.010
	6.918	**6.519**	**5.677**	**399**

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€399 milioni) deriva essenzialmente dalle maggiori riprese di valore operate sulle partecipate.

IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
IRES	(1)	66	17	(67)
IRAP	(19)	(2)		(17)
Addizionale Legge n. 7/09	(97)			(97)
Imposte correnti	**(117)**	**64**	**17**	**(181)**
Imposte differite	4	(76)	9	80
Imposte anticipate	473	(660)	(409)	1.133
Imposte differite e anticipate	**477**	**(736)**	**(400)**	**1.213**
Totale imposte estere	**(6)**	**(13)**	**(8)**	**7**
Totale imposte sul reddito Eni SpA	**354**	**(685)**	**(391)**	**1.039**
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation	41	57	1	(16)
	395	**(628)**	**(390)**	**1.023**

Le **imposte sul reddito**, positive per €395 milioni, migliorano di €1.023 milioni a seguito essenzialmente della ripresa di valore delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi. La differenza del 29,82% tra il tax rate effettivo (-5,43%) e teorico (24,39%) è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 19,05%); (ii) alla valutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 7,84%); (iii) alle valutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 3%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[3]

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	5.213	6.569	(1.356)
Diritto di utilizzo beni in leasing	1.691	1.888	(197)
Attività immateriali	247	101	146
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.104	994	110
Partecipazioni	56.010	46.855	9.155
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.279	4.378	(1.099)
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(208)	(120)	(88)
	67.336	**60.665**	**6.671**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	2.582	1.099	1.483
Crediti commerciali	9.509	3.397	6.112
Debiti commerciali	(8.770)	(3.475)	(5.295)
Attività (passività) tributarie nette	256	(241)	497
Fondi per rischi e oneri	(4.992)	(4.890)	(102)
Altre attività (passività) d'esercizio	(807)	(981)	174
	(2.222)	**(5.091)**	**2.869**
Fondi per benefici ai dipendent	**(393)**	**(376)**	**(17)**
Attività destinate alla vendita	**3**	**2**	**1**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**64.724**	**55.200**	**9.524**
Patrimonio netto	**51.039**	**44.707**	**6.332**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS1	**11.363**	**7.913**	**3.450**
Passività per leasing	2.322	2.580	(258)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 1	**13.685**	**10.493**	**3.192**
COPERTURE	**64.724**	**55.200**	**9.524**

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2021 ammonta a €64.724 milioni con un incremento di €9.524 milioni rispetto al 31 dicembre 2020.

(3) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Il **capitale immobilizzato** (€67.336 milioni) aumenta di €6.671 milioni rispetto al 31 dicembre 2020 a seguito essenzialmente dell'incremento delle partecipazioni (€9.155 milioni) per effetto degli interventi sul capitale di società controllate e delle riprese di valore operate. Tale effetto è parzialmente compensato dal decremento delle attività non-correnti per effetto del deconsolidamento al 31 dicembre 2021 degli Asset della Mozambique Rovuma Venture SpA Venture (€1.320 milioni) a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture.

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €2.222 milioni, migliora di €2.869 milioni per effetto essenzialmente: (i) dell'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato (€1.483 milioni); (ii) dell'incremento delle attività tributarie nette (€497 milioni) in particolare per la valutazione delle imposte anticipate; (iii) dell'incremento netto dei crediti/debiti commerciali (€817 milioni) in particolare della linea di business Global Gas & LNG Portfolio; (iv) dalla diminuzione delle altre passività nette (€174 milioni) per effetto dell'incremento dei crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalla partecipata Eni International BV (€3.178 milioni), in parte compensati dall'effetto negativo del fair value dei derivati (€2.290 milioni), in particolare dei derivati su commodity.

Le **attività destinate alla vendita** di €3 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020		**44.707**
Incremento per:		
Utile netto	7.675	
Emissioni (Rimborsi) nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.000	
Differenze cambio da conversione Joint Operation	26	
Piano incentivazione a lungo termine	16	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	3	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI	1	
Altri incrementi	18	
		9.739
Decremento per:		
Acconto sul dividendo 2021	(1.533)	
Distribuzione saldo dividendo 2020	(857)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(541)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)	
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue	(15)	
		(3.407)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2021		**51.039**

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.040	25.843	2.197
Debiti finanziari a b eve termine	*7.421*	*5.777*	*1.644*
Debiti finanziari a lungo termin	*20.619*	*20.066*	*553*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.630)	(8.111)	1.481
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.192)	(4.799)	607
Altre attività finanziarie destinate al trading	(5.855)	(5.020)	(835)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS1	**11.363**	**7.913**	**3.450**
Passività per leasing	2.322	2.580	(258)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 1	**13.685**	**10.493**	**3.192**

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di €3.192 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€8.145 milioni); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2020 di €0,24 per azione (€854 milioni) e dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021, a valere sulle riserve disponibili, di €0,43 per azione (€1.504 milioni); (iii) agli investimenti tecnici (€1.036 milioni); (iv) all'acquisto di azioni proprie

(€400 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€4.274 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (€2.893 milioni); (ii) dai disinvestimenti dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa netti (€1.286 milioni); (iii) dal flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue (€1.924 milioni); (iv) dal deconsolidamento al 31 dicembre 2021 del debito della Mozambique Rovuma Venture SpA (€981 milioni) a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[4]

(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Utile netto	**7.675**	**1.607**	**6.068**
Rettifiche per ricondur e l'utile nett o al flusso di cassa net o da attività oper ativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	492	4.989	(4.497)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(23)	(7)	(16)
- dividendi, interessi e imposte	(6.057)	(7.940)	1.883
Variazione del capitale di esercizio	(401)	1.185	(1.586)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.588	8.592	(6.004)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**4.274**	**8.426**	**(4.152)**
Investimenti tecnici	(1.036)	(812)	(224)
Investimenti in partecipazioni	(8.145)	(6.752)	(1.393)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa	1.286	(211)	1.497
Dismissioni	484	11	473
Altre variazioni relative all'attività di investimento	113	(73)	186
Free cash flo	**(3.024)**	**589**	**(3.613)**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(110)	778	(888)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.888	1.321	1.567
Rimborso di passività per beni in leasing	(374)	(337)	(37)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.758)	(1.965)	(793)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975	(1.051)
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(27)	(2)	(25)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**(1.481)**	**3.359**	**(4.840)**

(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Free cash flo	**(3.024)**	**589**	**(3.613)**
Rimborso di passività per beni in leasing	(374)	(337)	(37)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.758)	(1.965)	(793)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975	(1.051)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	782	235	547
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**(3.450)**	**1.497**	**(4.947)**
Rimborso di passività per beni in leasing	374	337	37
Accensioni del periodo e altre variazioni	(116)	(260)	144
Variazione passività per beni in leasing	**258**	**77**	**181**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**(3.192)**	**1.574**	**(4.766)**

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Exploration & Production	406	356	50
Global Gas & LNG Portfolio	159		159
Refining & Marketing	423	420	3
Corporate	48	36	12
Investimenti tecnici	**1.036**	**812**	**224**

(4) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

Voci dello stato patrimoniale riclassificat (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2021 Valori da schema legale	31 dicembre 2021 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2020 Valori da schema legale	31 dicembre 2020 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari				5.213		6.569
Diritto di utilizzo beni in leasing				1.691		1.888
Attività immateriali				247		101
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo				1.104		994
Partecipazioni				56.010		46.855
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:				3.279		4.378
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)		(vedi nota 16)	22		23	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)		(vedi nota 16)	3.257		4.355	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:				(208)		(120)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento		(vedi nota 7 e nota 10)	2		2	
- debiti per attività di investimento		(vedi nota 18)	(210)		(122)	
Totale Capitale immobilizzato				**67.336**		**60.665**
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze				2.582		1.099
Crediti commerciali		(vedi nota 7)		9.509		3.397
Debiti commerciali		(vedi nota 18)		(8.770)		(3.475)
Attività (passività) tributarie nette:				256		(241)
- passività per imposte sul reddito (correnti)			(117)		(4)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(622)		(589)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)			23		22	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	69		79	
- attività per imposte anticipate			814		113	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)			78		78	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)	2		2	
- crediti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 7)	73		95	
- debiti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 18)	(39)		(3)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)					(9)	
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(25)		(25)	
Fondi per rischi ed oneri				(4.992)		(4.890)
Altre attività (passività) di esercizio:				(807)		(981)
- altri crediti		(vedi nota 7)	3.410		264	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	12.782		1.243	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)	2.053		905	
- altri debiti		(vedi nota 18)	(502)		(553)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(15.683)		(2.026)	
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(2.867)		(814)	
Totale Capitale di esercizio netto				**(2.222)**		**(5.091)**
Fondi per benefici ai dipendent				**(393)**		**(376)**
Attività destinate alla vendita				**3**		**2**
CAPITALE INVESTITO NETTO				**64.724**		**55.200**
Patrimonio netto				**51.039**		**44.707**

Voci dello stato patrimoniale riclassificat (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2021 Valori da schema legale	31 dicembre 2021 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2020 Valori da schema legale	31 dicembre 2020 Valori da schema riclassificato
Indebitamento finanziario nett					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		20.619		20.066	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.555		1.848	
- passività finanziarie a breve termine		5.866		3.929	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		6.630		8.111	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4.192		4.799	
Attività finanziarie destinate al trading		5.855		5.020	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS1			**11.363**		**7.913**
Passività per beni in leasing, composti da:			2.322		2.580
- passività per beni in leasing a lungo termine		1.939		2.157	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		383		423	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasin ex IFRS16			**13.685**		**10.493**
COPERTURE			**64.724**		**55.200**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluen e/riclassifiche delle oci dello schema legale (€ milioni)	2021 Valori da schema legale	2021 Valori da schema riclassificato	2020 Valori da schema legale	2020 Valori da schema riclassificato
Utile netto		**7.675**		**1.607**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		492		4.989
- ammortamenti	930		1.013	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	455		1.573	
- radiazioni	1			
- effetto valutazione partecipazioni	(894)		2.395	
- differenze cambio da allineamento	(123)		(48)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	65		54	
- remeasurement delle passività per leasing	(21)		(1)	
- proventi assicurativi per indennizzi relativi a Immobilizzazioni materiali			(2)	
- piano incentivazione a lungo termine	16			
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	63		5	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(23)		(7)
Dividendi, interessi e imposte		(6.057)		(7.940)
- dividendi	(6.006)		(8.914)	
- interessi attivi	(176)		(204)	
- interessi passivi	520		550	
- imposte sul reddito	(395)		628	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(401)		1.185
- rimanenze	(1.602)		966	
- crediti commerciali	(6.097)		1.033	
- debiti commerciali	5.283		(1.236)	
- fondi per rischi ed oneri	(170)		113	
- altre attività e passività	2.185		309	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		2.588		8.592
- dividendi incassati	2.893		8.853	
- interessi incassati	179		210	
- interessi pagati	(517)		(533)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	33		62	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**4.274**		**8.426**
Investimenti tecnici		(1.036)		(812)
- immobilizzazioni materiali	(848)		(791)	
- immobilizzazioni immateriali	(188)		(21)	
Investimenti in partecipazioni		(8.145)		(6.752)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		1.286		(211)
- crediti finanziari strumentali	1.286		(211)	
Dismissioni		484		11
- immobilizzazioni materiali	5		9	
- partecipazioni	479		2	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento		113		(73)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	113		(73)	
Free cash flo		**(3.024)**		**589**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		(110)		778
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(110)		778	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.888		1.321
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	955		2.020	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	1.933		(699)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(374)		(337)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.758)		(1.965)
- dividendi pagati	(2.358)		(1.965)	
- acquisto azioni proprie	(400)			
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924		2.975
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	1.985		2.975	
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(61)			
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(27)		(2)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		**(1.481)**		**3.359**

Fattori di rischio e incertezza

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale oltre che da molteplici fattori di natura finanziaria e geopolitica. La domanda petrolifera nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale, a sua volta influenzata da molteplici fattori ed eventi imprevedibili quali la fiducia dei consumatori, i livelli di occupazione, la crescita del reddito disponibile, le crisi finanziarie, le politiche monetarie delle banche centrali, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Nel medio-lungo termine intervengono anche altre variabili che rendono più complessa la stima della domanda petrolifera globale quali il consumo di idrocarburi, l'espansione demografica, l'aumento del potenziale di crescita dell'economia, il miglioramento degli standard di vita dei Paesi in via di sviluppo, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e. nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO_2 in risposta ai rischi posti all'ecosistema dal cambiamento climatico (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change). I drammatici eventi legati alla pandemia COVID-19, la profonda recessione che ne è conseguita e il cambiamento dei modelli sociali con la diffusione dello smart working e del videoconferencing potrebbero aver causato un cambiamento strutturale della domanda petrolifera mondiale, anche in relazione alla possibile accelerazione della transizione energetica trainata dalle imponenti misure di stimolo varate dai governi per ricostruire le economie su basi più sostenibili e compatibili con la tutela dell'ambiente.

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera determinante dalle politiche di produzione dell'OPEC+, l'alleanza che include i membri dell'originario cartello OPEC poi estesa ad altri importanti Paesi produttori come Russia e Kazakhstan, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. La posizione dell'OPEC infatti era stata indebolita dalla rivoluzione dello shale oil USA, portando l'Arabia Saudita ad allearsi con la Russia per rafforzare il ruolo del cartello. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale, poiché possiede un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, hanno un forte impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni economiche e finanziarie adottate, in particolare, dagli USA e dall'UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, come ad esempio l'embargo che impedisce le esportazioni di greggio dall'Iran e dal Venezuela, crisi geopolitiche regionali con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi metereologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

Nel corso del 2021, il prezzo del petrolio ha registrato un significativo recupero dopo il crollo del 2020 dovuto agli effetti della pandemia COVID-19 sull'attività economica e sui consumi di combustibili fossili. L'inversione di tendenza del mercato petrolifero è occorsa in coincidenza con l'introduzione nel novembre 2020 dei vaccini anti-COVID-19. I progressi della campagna vaccinale e delle altre misure di contenimento della pandemia consentono il graduale "reopening" delle principali economie, con consumi e investimenti sostenuti dalle rilevanti misure di stimolo della crescita adottate dai governi e dalle politiche monetarie espansive delle banche centrali. La ripresa economica e il forte incremento della mobilità dopo la cessazione dei lockdown trainano la domanda petrolifera mondiale con la sola eccezione del settore aereo (passeggeri internazionali) che sconta il prolungamento delle misure di chiusura delle frontiere da parte della maggioranza degli Stati. La diffusione di nuove varianti del virus non ha effetti tali da frenare la ripresa; ad esempio la diffusione nel corso del mese di novembre 2021 della variante "Omicron" del virus determina un'iniziale, significativa correzione nel prezzo del petrolio, ma non comporta una modifica dei fondamentali del mercato per cui, dopo aver perso circa il 15% in pochi giorni di scambio, le quotazioni riprendono il trend rialzista.

Nel complesso, la domanda petrolifera nel 2021 ha registrato un rimbalzo significativo di 5,5 milioni di barili/g in più rispetto al crollo del 2020 di circa 9 milioni di barili/g. La domanda è attesa tornare ai livelli pre-pandemici (circa 100 milioni di barili/g) nella seconda metà del 2022. Dal lato dell'offerta, l'OPEC+ nella seconda parte del 2021 ha implementato un'efficace politica di production management con il graduale allentamento dei tagli produttivi concordati nel maggio 2020 a sostegno del prezzo. Inoltre, nei mesi finali del 2021 i dati produttivi del Cartello evidenziano una crescente difficoltà da parte di numerosi Stati aderenti a raggiungere le quote produttive concordate (es. Nigeria, Ango-

la), per cui il Cartello sta effettivamente producendo al di sotto del tetto concordato. Le compagnie petrolifere internazionali e gli shale producer USA segnalano un cambio di rotta epocale nelle politiche di capital allocation con l'abbandono dei piani di crescita della produzione, privilegiando i ritorni agli azionisti e la ristrutturazione e il rimborso del debito accumulato nei cicli precedenti e nel downturn del 2020. La disciplina finanziaria è la risposta del management delle compagnie petrolifere alla volatilità dei mercati, alle spinte degli investitori ad ottenere ritorni più attrattivi e dei vincoli ESG delle banche che limitano l'accesso a nuovi finanziamenti. I capex di sviluppo/mantenimento della produzione del settore upstream Oil & Gas nel 2021 registrano solo un marginale incremento rispetto alla drastica contrazione registrata nel 2020 in risposta al downturn, attestandosi a un livello di circa $320-350 miliardi (media del biennio stimata da fonti di mercato), circa la metà di quella registrata nel periodo di crescita dello shale oil USA nel 2011-2014. Il cambio di rotta delle oil companies penalizza la crescita dell'offerta petrolifera che nel 2021 rimane inferiore alla significativa ripresa della domanda con il conseguente riassorbimento dell'eccesso di scorte accumulate nel 2020. A fine 2021, le scorte commerciali mondiali risultano sotto la media storica degli ultimi cinque anni. Il miglioramento dei fondamentali di domanda e offerta traina la ripresa del prezzo del greggio, che beneficia anche della situazione globale di carenza di offerta di tutte le fonti energetiche, in particolare gas, come evidenziato dai fenomeni di switch gas-to-oil. Il prezzo del Brent in media annua 2021 chiude a 71 $/barile con un incremento di circa il 70% rispetto al 2020 (media 42 $/barile). Il trend rialzista si consolida nella parte iniziale del 2022 con le quotazioni del Brent che a febbraio raggiungono i 120-130 $/barile, ritornando ai massimi dal 2008, anche per effetto del conflitto tra Russia e Ucraina.

I prezzi del gas, anch'essi penalizzati nel 2020 dalla crisi pandemica, hanno registrato un recupero ancora più significativo del petrolio grazie alla sostenuta ripresa della domanda non compensata da un idoneo adeguamento del supply. Alla base del trend del supply ci sono sia motivazioni di carattere congiunturale (come il fermo non programmato di alcuni impianti di liquefazione sia per motivi tecnici che per scarsità di feedgas) sia di carattere strutturale come il rallentamento degli investimenti in nuovi progetti di liquefazione e il rallentamento della crescita della produzione gas USA, conseguenza della disciplina finanziaria degli shale producer. La domanda globale di gas ha registrato un'importante crescita nel corso del 2021 beneficiando della ripresa economica, di un inverno rigido (soprattutto in Asia), di un contributo limitato delle fonti intermittenti in alcune aree e di un prezzo del carbone particolarmente elevato soprattutto nella prima metà dell'anno. Tra fine estate e fine anno i prezzi spot del gas sia in Europa che in Asia hanno toccato i massimi storici a fronte dell'inseverimento della situazione di mercato corto derivante da una domanda resiliente agli elevati livelli di prezzo e dal rallentamento dei flussi di import via pipe in Europa che hanno portato le scorte europee su livelli ben al di sotto dei minimi degli ultimi cinque anni. In Europa continentale i prezzi spot hanno toccato livelli record superando 60 $/Mbtu in dicembre (circa 1.980 €/migliaia di metri cubi). In media annua gli incrementi del 2021 sono di dimensioni rilevanti: il PSV ha registrato una media di circa 487 €/migliaia di metri cubi, +335% vs. 2020; il TTF che ha beneficiato in via diretta dei minori flussi d'importazione di LNG si è attestato su una media di 486 €/migliaia di metri cubi (+390% vs. 2020).

Dopo una pausa a inizio 2022, la volatilità nel mercato europeo del gas è tornata su livelli estremi a causa dello scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina.

L'andamento dei prezzi degli idrocarburi nel 2022 sarà sostenuto dalla crescita economica, dalla politica di graduale allentamento dei tetti produttivi dell'OPEC+, dalle problematiche di performance produttiva del Cartello e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere quotate, che in base agli annunci di mercato prevedono solo una modesta crescita dei capex. Possibili rischi a tale outlook sono rappresentati dalle tensioni geopolitiche globali in particolare il conflitto tra Russia e Ucraina (vedi pag. 96) che potrebbero causare una recessione e un rallentamento delle attività, dagli squilibri dell'economia cinese dovuti ai prestiti in sofferenza delle banche e alle difficoltà del settore immobiliare, dall'effetto degli elevati costi dell'energia sulla produzione industriale in relazione a fenomeni registrati di interruzione dell'attività in alcuni comparti energy-intensive (metallurgico, fertilizzanti) che potrebbero mettere a rischio la ripresa, nonché dall'aumento delle aspettative inflazionistiche che potrebbero comportare la revisione delle politiche monetarie da parte delle banche centrali. Per il 2022 Eni prevede un prezzo del petrolio per il riferimento Brent di 80 $/barile, che sconta un'offerta tendenzialmente allineata alla domanda, partendo da un livello degli stoccaggi mondiali di fine 2021 eccezionalmente basso; per il gas le attese sono di persistenza della situazione di mercato corto a fronte di aspettative di tenuta della domanda, della necessità di ricostituzione delle scorte ai minimi in Europa e di limitata nuova offerta LNG attesa entrare in esercizio. Nel lungo termine, considerati i rischi della transizione energetica, Eni prevede un deck di 62 $/bbl in termini reali 2020 fino al 2035, per poi declinare a 46 $ nel 2050 in relazione all'assunzione di progressivo phase out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici di Parigi. Tali proiezioni di prezzo sono alla base delle decisioni d'investimento e delle valutazioni di recuperabilità degli attivi Oil & Gas.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel 2021 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) e la generazione di cassa operativa hanno registrato un incremento di quasi €8 miliardi per entrambi rispetto al 2020 dovuto essenzialmente allo scenario prezzi degli idrocarburi.
L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato come la fase di eccezionale volatilità del prezzo del gas che si è verificata nel quarto trimestre 2021 (v. infra). La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).
Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Compagnia di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni. A causa della crisi del COVID-19 che potrebbe aver causato una riduzione strutturale della domanda petrolifera e dei rischi di accelerazione della transizione energetica, il management ha adottato un approccio più selettivo rispetto al passato nell'allocazione delle risorse al core business Oil & Gas che nel prossimo quadriennio attirerà un programma di capex di circa €4,5 miliardi per anno (prima del COVID-19 erano nell'intorno dei €6 miliardi).
L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. La selettività degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale considerata la volatilità dei flussi di cassa. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo ha una prevedibilità limitata poiché è soggetto alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi, considerate le politiche di risk management che non prevedono la copertura del rischio prezzo attraverso strumenti finanziari derivati (posizioni "unhedged"), salvo particolari situazioni di mercato (v. infra). Le altre variabili che influenzano il cash flow sono: (i) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai pozzi di produzione; (ii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iii) i rischi geopolitici; (iv) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nonostante Eni non abbia al momento sperimentato alcuna difficoltà di accesso al credito, l'ottenimento di nuovi finanziamenti è esposto al rischio della crescente diffidenza da parte di banche e altre istituzioni finanziarie a erogare fondi a sostegno di nuovi progetti Oil & Gas in relazione alla transizione energetica. Questo potrebbe comportare un aumento del costo delle nuove emissioni o la necessità di rivedere i programmi di sviluppo.
Per questi motivi e valutato l'impegno finanziario necessario per sviluppare i business della transizione energetica, il management Eni ha adottato una politica di forte selettività dei progetti d'investimento con l'obiettivo di aumentare la resilienza del portafoglio di asset Oil & Gas alla volatilità dei prezzi del petrolio, riducendo il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale il cash flow operativo di Eni è in grado di coprire gli investimenti pianificati e il pagamento del dividendo base. Nel 2021 tale prezzo di cash neutrality è stato di circa 40 $/barile. Per il 2022 allo scenario di 80 $/barile, il management prevede una generazione di cassa in eccesso rispetto al budget degli investimenti organici (€7,7 miliardi) e al dividendo base (€0,36 per azione pari a €1,3 miliardi); tale avanzo sarà allocato al mantenimento di una solida struttura patrimoniale e a ritorni addizionali agli azionisti attraverso il dividendo variabile e un nuovo programma di buy-back. Il piano d'investimenti di esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi presenta una significativa quota "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Inoltre, considerata la volatilità dei cash flow operativi, l'Azienda mantiene una riserva di liquidità strategica di €21,6 miliardi costituita da cassa, attività finanziarie prontamente liquidabili, depositi vincolati a breve termine e linee di credito committed pari a circa quattro volte l'ammontare dei debiti finanziari in scadenza nei prossimi dodici mesi (comprese le rate di leasing).

Per meglio apprezzare l'impatto della volatilità del prezzo del petrolio sul cash flow operativo, il management ha stimato che per una variazione in più o in meno del prezzo del Brent rispetto allo scenario di 80 $/bbl, il cash flow operativo registra rispettivamente un aumento/contrazione di circa €140 milioni. Nel 2022 l'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi spot del gas naturale sarà attenuata dalla decisione del management di coprire la vendita di circa 5 miliardi di metri cubi mediante l'uso di strumenti derivati finanziari con prezzi di vendita per consegna futura compresi tra i 800 e i 400 €/migliaia di metri cubi registrati nel quarto trimestre.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel 2021, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto negativo sulle produzioni di circa 13 mila boe/giorno rispetto al 2020.

Refining & Marketing e Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dei relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle.
Da alcuni anni il business raffinazione evidenzia una performance in continuo deterioramento a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria europea, in particolare del bacino del Mediterraneo, in relazione all'overcapacity, a mercati regionali maturi in termini di dinamiche nei consumi di carburanti e alla pressione competitiva da parte della raffinazione del Medio Oriente e della Cina favorita rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive e minori obbligazioni ambientali. Gli eventi connessi al COVID-19 hanno accelerato la crisi della raffinazione europea a causa della contrazione dei consumi di carburanti per autotrazione, che anche post recupero COVID saranno impattati dalla penetrazione degli EV, nonché del ritardo della ripresa del settore del trasporto aereo (passeggeri internazionali) che ha penalizzato il mercato dei distillati medi. Questi fattori hanno frenato la dinamica dei prezzi dei prodotti in relazione al sensibile recupero del costo della carica petrolifera e, in particolare nell'ultima parte dell'anno, all'escalation dei costi energetici indicizzati alle quotazioni del gas naturale, determinando margini di raffinazione negativi nel corso dell'intero 2021, che si caratterizza come uno dei peggiori scenari della storia (media 2021 del margine indicatore SERM pari a -0,9 $/barile vs. +1,7 $/barile nel 2020). Inoltre, la performance dell'attività di raffinazione tradizionale è stata penalizzata dal rilevante aumento degli oneri per l'acquisto di emission allowance per la CO_2 prodotta non coperta dalle assegnazioni gratuite. Nel 2021 il prezzo dell'European Union Allowance (EUA) ha registrato un sostanziale aumento, consolidandosi su una media di 53,4 €/ton (vs. 24,7 €/ton nel 2020). Il trend rialzista è stato trainato da diversi fattori. La ripresa dell'attività industriale ha contribuito all'aumento della richiesta di permessi EUA, anche a causa dell'incremento dei consumi di carbone, tornato competitivo in rapporto al rilevante incremento dei prezzi del gas. Inoltre, la riduzione dei volumi d'asta e le proposte di riforma dell'ETS contenute nel documento "Fit for 55" hanno amplificato l'andamento rialzista dei prezzi EUA attirando anche investitori finanziari. Nell'ultimo trimestre del 2021, l'andamento rialzista ha registrato un'ulteriore accelerazione (+20%, +11,4 €/ton vs. Q3), dovuta a fattori tecnici (pausa aste), una minor produzione da eolico rispetto alle previsioni e dal fermo temporaneo di alcune centrali nucleari francesi. Nei primi mesi del 2022 i costi delle EUA hanno continuato a crescere superando i 90 €/ton.
Sulla base di questi trend, il management ha rivisto al ribasso le proiezioni dei margini di raffinazione nel breve-medio termine, mentre sono state riviste al rialzo le previsioni di costo per le emissioni di CO_2 con la conseguente revisione negativa dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle raffinerie e la rilevazione di svalutazioni di impianti per circa €0,9 miliardi che si aggiungono ai circa €1,8 miliardi rilevati nel precedente biennio, con questo azzerando sostanzialmente il valore di libro delle raffinerie europee.
Il business della Chimica Eni è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità e pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (i produttori mediorientali integrati o i produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica; questi fattori sono maggiormente evidenti durante le fasi di minore crescita economica, come accaduto durante la recessione del 2020 dovuta al COVID-19. Nel primo semestre 2021 il settore Chimico di Eni ha beneficiato della fase di ripresa dell'economia mondiale e di fattori contingenti che hanno influito sulla disponibilità di prodotto, registrando margini superiori alla media storica con punte record per il polietilene. Nella seconda parte dell'anno i margini dei prodotti si sono progressivamente normalizzati per effetto di un migliore bilanciamento tra domanda e offerta e dell'accelerazione dei costi della carica petrolifera e delle utilities industriali indicizzate al costo del gas.
Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocar-

buri, a beneficio dei business dei biocarburanti e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri a elevato valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

Fenomeni di volatilità senza precedenti nel mercato energetico europeo con incrementi dei prezzi delle commodity, soprattutto gas ed elettricità, hanno comportato un sensibile incremento del rischio finanziario per Eni

Nel corso del quarto trimestre 2021 il rafforzamento della ripresa economica globale ha determinato un incremento della domanda energetica sincrono in tutte le aree, con l'offerta in particolare di gas che ha incontrato difficoltà nel rispondere in maniera adeguata a causa della riduzione dei capex da parte degli operatori upstream, determinando un mercato energetico corto. La situazione di imbalance è stata particolarmente problematica in Europa a causa di fattori specifici dell'area dovuti alla sottoperformance delle rinnovabili, livelli di stoccaggi di gas al picco della stagione d'iniezione sensibilmente inferiori alle medie storiche per tale periodo dell'anno, le incertezze sulla stabilità dei flussi di importazione dalla Russia che ha rispettato i vincoli minimi di prelievo dei contratti long-term limitando al minimo le forniture spot, il declino delle produzioni continentali anche in relazione agli obiettivi ambientali dell'Unione, nonché la complessa vicenda regolatoria per l'avvio della dorsale di importazione dalla Russia Nord Stream linea 2. Tali driver hanno innescato una fase di volatilità senza precedenti nei mercati di trading del gas e dell'energia elettrica del continente con i prezzi delle commodity che hanno registrato incrementi dell'ordine di parecchie centinaia di punti percentuali (media TTF quarto trimestre 2021 pari a sei volte il quarto trimestre 2020, prezzo wholesale dell'energia elettrica in Italia PUN un incremento di quasi cinque volte).
Tali incrementi dei prezzi hanno comportato delle tensioni finanziarie per i player che, come Eni, utilizzano i contratti di vendita delle commodity per consegna futura e altri strumenti finanziari derivati su commodity per coprire i margini delle vendite o anche per attività speculative per via del requisito dei pagamenti al margine (margining payments). Le controparti finanziarie dei derivati e i mercati wholesale ed exchange-based delle commodity energetiche prevedono tipicamente la costituzione da parte dei trader di depositi a garanzia delle posizioni aperte quando queste diventano negative o nel caso di vendite a futuri delle disponibilità di commodity (da produzione o da contratto long-term) a garanzia della consegna al buyer in evento di default. Questi depositi il cui ammontare è funzione del livello generale dei prezzi hanno natura temporanea e sono restituiti al settlement dell'operazione principale. Nel caso di rialzo dei prezzi spot e della curva forward, le vendite a futuri a prezzo fisso e le posizioni short diventano negative facendo scattare la richiesta da parte della controparte finanziaria o del gestore della piattaforma di scambio nei confronti dei trader di integrare il deposito a garanzia (margin call). In condizioni normali di mercato, tale operatività non comporta rischi particolari. Tuttavia, nel quadro delle condizioni di mercato senza precedenti occorse nel mese di dicembre 2021, Eni ha dovuto gestire lo spike di volatilità ed adempiere gli obblighi connessi all'assolvimento delle margin call che hanno registrato aumenti molto rilevanti in proporzione al significativo aumento nominale delle esposizioni. Il Gruppo ha tirato circa €2,2 miliardi dalle linee di credito committed per superare la fase critica del mercato, rimborsandole nei giorni successivi a fronte del rientro dei picchi di volatilità. Nel complesso non sono state registrate tensioni particolari considerato anche che nell'ultima settimana dell'anno i prezzi hanno registrato un'importante correzione al ribasso. Inoltre tale rischio è compensato dall'incremento di valore degli asset di Gruppo in relazione all'aumento dei prezzi. Per il 2022 sono possibili nuovamente fenomeni di forte volatilità che il Gruppo gestirà eventualmente con la flessibilità finanziaria disponibile.
Tra fine febbraio-inizio marzo 2022 l'escalation militare tra Russia e Ucraina e il timore di interruzioni nelle forniture di gas dalla Russia hanno innescato una nuova fase di volatilità estrema nei mercati delle commodity, con il significativo aumento delle obbligazioni di marginazione e garanzia del settlement dei derivati.

L'aumento del prezzo del gas ha determinato inoltre un aumento del rischio controparte in funzione dell'espansione del valore dei crediti commerciali outstanding nei confronti dei clienti GGP. Questo ha comportato sia un incremento del fondo svalutazione crediti dovuta all'effetto leva sia la necessità di rivedere le rischiosità di alcune posizioni per scontare l'effetto congiunturale di mercato in un quadro di accresciuto rischio sistemico che ha visto il default in Europa di vari operatori retail che non sono stati in grado di gestire la volatilità dei prezzi, mentre sul lato dei clienti industriali si registrano numerosi casi di fermate anche indefinite delle produzioni manifatturiere a causa degli elevati costi dell'energia.

RISCHI CONNESSI AL CONFLITTO RUSSIA-UCRAINA

Si rinvia al paragrafo Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina nella sezione Commento ai risultati economico-finanziari a pag. 96.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2021, circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Asia Centrale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, nazionalizzazioni, espropri, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei

Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi statali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi. Ulteriore elemento di rischio è rappresentato dal sistema delle sanzioni applicate dagli USA e in certi casi dall'UE nei confronti di certi Paesi che potrebbero compromettere la capacità di Eni di continuare a operare o di operare in modo economico.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di alcuni Paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento a causa della crisi economica dovuta al COVID-19 e alla contrazione delle entrate petrolifere, con tempi di ripresa ancora incerti e possibili ricadute sul grado di solvibilità delle compagnie petrolifere di Stato e di operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve. Attualmente i Paesi di presenza Eni con un maggiore profilo di rischio geopolitico o controparte sono Venezuela, Nigeria e Libia.
Allo stato attuale, non è possibile escludere che l'eventuale inasprimento delle sanzioni economiche e finanziarie contro la Russia possa avere impatti sulle attività di Eni anche con controparti russe.
Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate del settore petrolifero, principale fonte di reddito del Paese, riconducibile in larga misura agli effetti delle sanzioni USA, le quali hanno di fatto precluso al settore petrolifero venezuelano l'accesso ai finanziamenti necessari per sviluppare le riserve, determinando la caduta dei livelli produttivi. Tale situazione di debolezza è stata esacerbata dagli impatti del COVID-19 e dal progressivo inasprimento delle sanzioni USA. Le restrizioni economiche e finanziarie degli USA hanno come target principale il settore oil del Paese, la società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") e più in generale il Governo venezuelano e le società da esso possedute.
Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in tre grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, il campo ad olio pesante onshore Junín 5, operato dall'omonima società Petrojunin, e il campo ad olio offshore Corocoro, operato dalla società Petrosucre, i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, per entrambe in regime di "Empresa Mixta". I tre progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Correntemente i crediti outstanding di Eni nei confronti di PDVSA nelle tre iniziative petrolifere ammontano a circa €1,3 miliardi (a fine 2021), relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla e al finanziamento del progetto. A causa del regime sanzionatorio USA, nel 2021 Eni ha dovuto cessare ogni transazione per l'ottenimento di rimborsi in-kind sia dei crediti outstanding sia di quelli derivanti dal fatturato del periodo. Eni continua a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e a valutare diverse opzioni per sbloccare i pagamenti degli ammontari dovuti nel pieno rispetto delle regole vigenti.
La Nigeria sta uscendo lentamente dalla grave crisi finanziaria ed economica conseguente alla pandemia. Le principali esposizioni del Gruppo e i relativi rischi controparte riguardano il finanziamento dei progetti Oil & Gas operati, dove Eni sostiene upfront tutti i costi di sviluppo e addebita alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali la quota di costi di loro competenza. Sia NNPC sia i partner locali hanno incontrato difficoltà nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. L'esposizione nei confronti di NNPC ha registrato una normalizzazione nel corso del 2021; mentre il recupero dei crediti outstanding nei confronti di un partner locale è diventato più rischioso anche a causa di contestazioni del credito Eni. Inoltre, come anticipato nella premessa, la tutela dei diritti contrattuali delle compagnie petrolifere internazionali è soggetto a sistemi di enforcement meno certi rispetto ai Paesi OCSE.
Nel maggio 2021 è scaduto il titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo nel pieno convincimento di aver rispettato tutti i termini contrattuali, le condizioni e i requisiti per tale conversione, compresa la tempestiva notifica alla controparte. Finora le autorità nigeriane competenti non hanno accordato la conversione. A tutela del proprio diritto e della recuperabilità dell'investimento, Eni ha avviato nel settembre 2020 un arbitrato internazionale in sede ICSID.
È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.
La Libia uno dei principali Paesi di presenza Eni in termini di volumi produttivi e contributo ai risultati consolidati ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Gli eventi del 2011 che determinarono il blocco quasi

totale di tutte le attività Eni nel Paese per quasi un anno, ebbero ricadute rilevanti sui risultati di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata a più riprese in atti di ostilità tra le fazioni contrapposte, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni di Eni nel Paese. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione nel Paese che ha consentito la ripresa di tutte le attività operative fatta eccezione per gli impegni esplorativi sui quali persiste lo stato di Forza Maggiore. Questa nuova fase di stabilizzazione ha caratterizzato buona parte del 2021 anche grazie alla formazione di un nuovo Governo di Unità Nazionale con l'obiettivo di portare il Paese ad elezioni entro la fine del 2021. Purtroppo il processo elettorale è stato rimandato a data da definire, riportando oggi il Paese in una situazione di incertezza politica e sociale. Nel 2021 la produzione Eni in Libia è stata di 168.5mila boe/giorno in linea con i piani aziendali, nonostante la società di Stato abbia dichiarato dallo scorso dicembre 2021 la sospensione temporanea di produzione, in diversi campi nell'onshore per cause di forza maggiore e tuttora in vigore. La società di Stato libica ha espresso l'intenzione di rilanciare il settore petrolifero anche con nuovi sviluppi che potrebbe aprire opportunità per Eni. Ciò nonostante la situazione rimane mutevole e di difficile previsione nel medio termine a meno di sostanziali sviluppi politici stabilizzanti. Per cui il management ritiene che la situazione geopolitica libica continua a costituire per Eni un fattore di rischio. Attualmente la Libia rappresenta circa il 10% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2022-2025 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 68 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia. Con riferimento al Venezuela, nella parte finale del 2020, l'amministrazione statunitense uscente ha intensificato la pressione nei confronti del governo Maduro, restringendo ulteriormente le operazioni effettuabili da soggetti statunitensi e non, nel settore petrolifero del Paese e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo. Ciò ha comportato un rallentamento nelle esportazioni di greggio dal Venezuela, anche nell'ambito degli schemi swap utilizzati per la compensazione in natura dei crediti commerciali accumulati nei confronti di PDVSA.
Per quanto concerne la Russia, a seguito dell'invasione dell'Ucraina nel febbraio 2022, Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti hanno adottato nuove sanzioni economiche e finanziarie, particolarmente severe, nei confronti del Paese, che si aggiungono a quelle già in vigore a partire dal 2014.
Le nuove restrizioni sono volte a colpire, principalmente, il settore finanziario russo e la possibilità di accesso al credito statunitense ed europeo di alcune importanti società russe attive nel settore Oil & Gas. Ad oggi le sanzioni non colpiscono direttamente l'acquisto di gas, greggio e prodotti petroliferi di origine russa o la possibilità di mantenere relazioni di business con controparti russe, ma non possono escludersi prossimi inasprimenti. L'attuale presenza di Eni in Russia è marginale e i progetti nell'upstream russo si trovano in stato di sospensione – anche a seguito dell'applicazione delle sanzioni già vigenti prima della recente crisi. Gran parte del gas acquistato da Eni proviene dalla Russia ed Eni collabora con controparti russe in diversi progetti upstream nel mondo.
Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

La transizione energetica è il processo di evoluzione dell'economia verso un modello di sviluppo "low carbon", cioè a contenute/zero emissioni nette di anidride carbonica (CO_2) attraverso la progressiva sostituzione e phase-out dei combustibili fossili nel mix energetico per mezzo delle fonti rinnovabili. Esso rappresenta un rischio strategico per il core business delle società Oil & Gas.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21 di Parigi, 197 nazioni di tutto il mondo (inclusa l'Unione Europea) hanno negoziato l'Accordo di Parigi (AP), che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici con l'obiettivo di contenere l'aumento medio della temperatura terrestre a fine secolo ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di fare quanto possibile per raggiungere l'obiettivo più ambizioso di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C. L'AP, che Eni riconosce e sostiene, è entrato in vigore nel novembre 2016 e ad oggi è stato ratificato da 193 Parti afferenti alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) su un totale di 197. Nel corso della recente COP26 di Glasgow è stato rilevato che gli impegni di mitigazione delle Parti definiti nei rispettivi piani nazionali di mitigazione e adattamento (NDC) appaiono non in linea con gli obiettivi dell'AP. Per tale motivo, la COP26 ha invitato le Parti a rivedere e ad allineare i target 2030 previsti negli NDC agli obiettivi dell'AP entro il 2022, tenendo conto delle specificità nazionali. In ambito mitigazione, la COP26 ha riconosciuto l'importanza di limitare l'incremento della temperatura a 1,5°C rispetto all'epoca preindustriale, ridurre le emissioni di CO_2 del 45% al 2030 vs. 2010 traguardando il net zero "intorno alla metà del secolo" e ridurre in modo sostanziale le emissioni GHG diverse dalla CO_2, ed in particolare il metano. Inoltre, le Parti sono state esortate a ridurre progressivamente la generazione elettrica a carbone "unabated" e a eliminare i sussidi inefficienti alle fonti fossili. In ambito cooperazione internazionale, la COP26 ha definito e approvato le linee guida necessarie a rendere operativo il mercato internazionale dei crediti di carbonio.
Il fondamento scientifico del cambiamento climatico è definito dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), che già nel 2018 aveva raccomandato di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C vs. epoca preindustriale, al fine di evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale ambizione richiede un'accelerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'AP. Successivamente, nell'agosto del 2021 nell'ambito del sesto ciclo di valutazione sullo stato del clima globale previsto terminare nel corso del 2022, l'IPPC ha diffuso i risultati dello studio svolto dal primo dei tre gruppi di esperti che contribuiranno all'assessment, la cui conclusione è che "unless there are immediate, rapid and large-scale reductions in greenhouse gas emissions, limiting warming to close to 1.5°C or even 2°C will be beyond reach".

Le iniziative di decarbonizzazione annunciate o avviate dai governi di molti Paesi avanzati, in particolare i Paesi dell'area OCSE, in attuazione dell'AP, la spinta della società civile e della comunità internazionale, l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e il diffondersi di una crescente sensibilità al tema del cambiamento climatico e della salvaguardia dell'ecosistema sono tutti fattori che potrebbero determinare nel medio-lungo termine lo spiazzamento della domanda d'idrocarburi da parte delle energie rinnovabili e di altri vettori energetici low/zero carbon. La pandemia COVID-19 del 2020 e la grave crisi economica e sociale che ne è scaturita sostengono tale processo, a fronte di misure di rilancio dell'economia da parte dei governi che includono investimenti sostenibili e in chiave low carbon. In particolare, l'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica e in attuazione del Green Deal ha istituito il fondo next generation EU che prevede il supporto a investimenti sostenibili, che contribuiranno a raggiungere il nuovo e più ambizioso obiettivo di riduzione delle emissioni fissato per il 2030 (-55% vs. 1990) e la neutralità carbonica al 2050. Inoltre, al fine di indirizzare i flussi finanziari verso progetti effettivamente sostenibili dal punto di vista ambientale, l'Unione Europea ha adottato nel 2020 un nuovo sistema di classificazione delle attività economiche in chiave sostenibile (il Regolamento Tassonomia; v. sezione dedicata nella DNF).
In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali e legali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteoclimatici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di provvedimenti su vasta scala finalizzati a ridurre il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni crescenti all'attività estrattiva potrebbero comportare un aumento dei costi operativi e minori prospettive di crescita con impatti di breve, medio e lungo termine.

Gli Stati possono perseguire l'obiettivo della decarbonizzazione attraverso normative volte a limitare il consumo degli idrocarburi, quali il carbon pricing (carbon tax e emissions trading) o quote minime di combustibili rinnovabili/low carbon. Tali regolamentazioni potrebbero ridurre significativamente la domanda petrolifera e incrementare i costi operativi delle compagnie oil&gas. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono soggette all'European Emission Trading System (EU ETS) che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di quote di emissione sul mercato primario o secondario e il loro utilizzo a copertura delle emissioni verificate, al netto dell'eventuale assegnazione gratuita di permessi di emissione. Nel 2021, su base operata, a fronte di assegnazioni gratuite di 5,32 milioni di tonnellate di CO_2, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 17,74 milioni di tonnellate; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances principalmente nel mercato secondario con un onere di conto economico di circa €660 milioni che rappresenta un significativo aumento rispetto al 2020 a cau-

sa dell'aumento delle quotazioni di mercato delle emission allowance (più che raddoppiate) dovuto sia alla ripresa economica, sia alle aspettative di minori assegnazioni gratuite in futuro da parte delle Autorità europee in vista del conseguimento degli obiettivi climatici del Green Deal europeo. In alcuni contesti geografici specifici, il Gruppo è soggetto a meccanismi di carbon tax addizionali rispetto all'EU ETS (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa, anche alla luce del nuovo "Fit for 55 package", pubblicato il 14 luglio 2021, che prevede, tra gli altri, un'ulteriore riduzione dell'allocazione gratuita di quote di emissione e l'inclusione nell'EU ETS anche dei settori building, trasporti su strada, settore marittimo, con entrata in vigore a regime a partire dal 2026. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la Compagnia prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring gas da processo e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Infine, la progressiva riduzione del consumo di fonti fossili, nel medio-lungo termine potrà anche essere guidata dalla nuova tassonomia europea, che favorirà gli investimenti sostenibili basati su tecnologie o combustibili low/zero carbon.

Le compagnie Oil & Gas sono esposte a rischi crescenti di tipo **reputazionale e legale** in relazione alla percezione da parte delle istituzioni e della società civile quali entità primarie responsabili delle emissioni di CO_2 nell'atmosfera.
I piani di sviluppo ed operativi, la capital allocation e le strategie aziendali delle società Oil & Gas sono sottoposti a uno scrutinio sempre più rigoroso e a una pressione crescente da parte della società civile e di vari gruppi di stakeholder che spingono per una più rapida evoluzione del modello di business dei player del settore in coerenza con il percorso di decarbonizzazione intrapreso dalla società civile, in particolare in Europa e negli Stati Uniti d'America. In questo quadro si inseriscono gli sviluppi rilevanti occorsi nel mese di maggio 2021 nei confronti di tre grandi corporation internazionali dell'Oil & Gas. Una corte civile dei Paesi Bassi accogliendo le istanze di ricorrenti organizzazioni ambientaliste ha intimato alla Royal Dutch Shell di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (comprese quelle derivanti dall'uso dei prodotti – Scope 3) del 45% rispetto al livello 2019 entro il 2030, argomentando la sentenza sulla base di principi internazionali a tutela dei diritti umani e della legge non scritta del dovere di curare la riduzione delle emissioni (duty of care). Negli stessi giorni, le statunitensi ExxonMobil e Chevron hanno dovuto fare i conti con lo "shareholder activism" che in un caso ha ottenuto attraverso un'efficace "proxy fight" la nomina di alcuni membri del consiglio con orientamenti fortemente ambientalisti, nell'altro l'approvazione di una risoluzione assembleare che, per quanto non vincolante, richiede una significativa riduzione delle emissioni sia dirette sia quelle connesse al consumo dei prodotti.
Questi eventi dimostrano come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la licenza sociale ad operare delle società petrolifere occidentali percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, creando nuovi profili di rischio per gli operatori, soprattutto in campo legale. Il verdetto della corte olandese contro la Shell potrebbe aprire la strada all'avvio di cause simili nei confronti delle società Oil & Gas in altre giurisdizioni ampliando potenzialmente l'ambito delle responsabilità connesse alle emissioni di gas serra includendo nuove violazioni o fattispecie di reato (i diritti umani, l'ecocidio). Questi rischi si aggiungono a quelli più tradizionali quali per esempio le azioni pendenti presso diversi tribunali, in particolare presso le corti statunitensi in alcuni dei quali Eni è parte, finalizzate all'ottenimento del risarcimento dei danni economici e perdita di reddito potenzialmente riconducibili al cambiamento climatico.
Banche, finanziatori, società di assicurazioni e fondi d'investimento utilizzano in via sistematica gli indicatori di performance ESG delle compagnie come uno dei parametri fondamentali per le decisioni d'investimento/finanziamento. Molte istituzioni finanziarie stanno adottando target "net zero" nella composizione dei propri portafogli.

Nel corso della COP26 di Glasgow, circa 450 istituzioni finanziarie, principalmente banche e fondi pensione, appartenenti a 45 nazioni con asset in gestione stimati a circa 130 trilioni USD hanno annunciato l'impegno di limitare le emissioni di GHG nei loro portafogli. Tale impegno finanziario noto come "The Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ)" significa che le istituzioni firmatarie si pongono l'obiettivo di avere attivi, partecipazioni o finanziamenti in aziende con strategie di azzeramento delle emissioni. Recentemente, un importante fondo pensione europeo ha annunciato l'intenzione di disinvestire completamente dal settore fossile.

Queste iniziative del sistema finanziario e delle società di gestione del risparmio dimostrano il rischio emergente di un possibile, progressivo disimpegno dei prestatori di capitale dal settore Oil & Gas dovuto alla necessità degli asset manager e delle banche di dare seguito al mandato ESG e di conseguire gli obiettivi emissivi veicolando le risorse finanziarie verso settori economici/aziende allineate agli obiettivi di Parigi. Questo potrebbe comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e una crescente pressione sui titoli delle società Oil & Gas, con conseguente aumento dei costi

di finanziamento e del rischio equity. Anche le società di assicurazione stanno adottando target emissivi nell'articolazione dei portafogli e questo potrebbe comportare un aumento dei premi o una sensibile diminuzione dell'offerta. Sulla base di queste considerazioni, alcune società di rating hanno valutato di eseguire un "downgrading" del settore Oil & Gas citando i rischi della transizione energetica, l'accelerazione del timing della "peak hydrocarbons demand" e la crescente adozione del mandato ESG nelle decisioni d'investimento di fondi e istituzioni finanziarie.

Il **driver mercato/tecnologico** è il rischio di spiazzamento della domanda d'idrocarburi nel lungo termine per effetto di politiche macroeconomiche, restrizioni di vario tipo e misure d'intervento nell'economia adottate dagli Stati per favorire le energie rinnovabili e l'elettrificazione della società, dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori, nonché del cambiamento del modello di business di molti settori industriali con l'obiettivo di ridurre le emissioni e di conseguire la neutralità carbonica. L'industria automobilistica sta emergendo come uno dei protagonisti della transizione energetica avendo spostato il proprio focus sullo sviluppo delle auto elettriche (EV) e sulla riduzione del gap di costo, prestazioni ed efficienza rispetto ai veicoli con motore a combustione interna (ICE), in quello che si preannuncia come uno dei più importanti processi di riconversione industriale del secolo. Il segmento degli EV sta attirando ingenti investimenti non solo da parte degli incumbent del settore automobilistico, ma anche da parte del venture capital come evidenzia la nascita di numerose start-up in particolare nel mercato cinese che propongono prodotti assolutamente innovativi e continue innovazione nelle batterie. Diversi maggiori player del settore auto tradizionale hanno annunciato delle timeline di uscita dal segmento ICE, quali ad esempio GM che dal 2035 venderà solo veicoli a zero emissioni. Anche alcuni Stati e amministrazioni locali hanno annunciato delle deadline di cessazione della vendita di nuovi veicoli con motore a combustione interna, come nel caso dell'UK e della California (rispettivamente 2030 e 2035). Grazie anche al sostegno dei sussidi pubblici, le vendite di nuovi EV stanno rapidamente guadagnando quota di mercato in particolare in Europa e Cina. Da ultimo, nel corso della COP26 di Glasgow più di 100 amministrazioni statali, regionali o municipali hanno firmato la "Glasgow Declaration on Zero-Emission Cars and Vans" con l'intento di terminare la vendita di veicoli ICE entro il 2035 nei mercati leader ed entro il 2040 su base mondiale. Il progresso tecnologico potrebbe aumentare la competitività di altri vettori energetici quali l'idrogeno o i carburanti alternativi.

Questi sviluppi potrebbero determinare un declino strutturale della domanda d'idrocarburi nel lungo termine. Nonostante Eni stia attuando una strategia di riposizionamento del portafoglio che vede la progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita della produzione di energie rinnovabili e carburanti ecocompatibili, attualmente il business legacy della E&P costituisce ancora la principale fonte di redditività e di generazione di cassa del Gruppo. Qualora la domanda d'idrocarburi per effetto degli sviluppi di mercato/tecnologici si riduca in maniera più rapida rispetto alle nostre aspettative, ne conseguirebbero effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, i risultati operativi, il cash flow e i ritorni per gli azionisti.

I **driver fisic** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno del surriscaldamento globale. Eventi metereologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. Gli asset Eni sono localizzati secondo una distribuzione geografica che non determina concentrazioni significative di rischio. Unica eccezione è rappresentata dell'area del Golfo del Messico, con gli asset esposti al rischio uragani. Gli asset Eni sono comunque progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme e gestiti con procedure di emergenza per garantire la sicurezza delle persone e dell'ambiente. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di business in chiave sostenibile, in coerenza con il percorso di transizione energetica degli Stati e dell'economia. Il punto fondamentale di tale strategia è l'obiettivo di neutralità carbonica al 2050 cioè il conseguimento di zero emissioni GHG nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo (emissioni GHG Scope 1, 2 e 3) in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva. L'obiettivo di lungo termine è declinato in nuovi target intermedi chiari e rigorosi: riduzioni delle emissioni assolute 35% al 2030, 55% al 2035 e 80% al 2040 (vs. baseline 2018) e intensità emissiva in calo del 15% e del 50% rispettivamente al 2030 e 2040.

La strategia di Eni prevede il progressivo disimpegno dagli idrocarburi tradizionali con il mantenimento nel lungo termine della sola componente gas e un piano d'investimenti finalizzato a incrementare in misura rilevante la capacità di generazio-

ne di energia da fonti rinnovabili, a potenziare le bioraffinerie, a migliorare l'efficienza energetica, a promuovere l'economia circolare e la produzione di idrogeno blue e verde per le bioraffinerie insieme allo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO_2 per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi. Le emissioni residue del portafoglio Eni saranno compensate attraverso crediti generati da iniziative in ambito Natural Climate Solutions, quali la conservazione delle foreste. Inoltre, la Compagnia ha adottato nel core business Oil & Gas un modello operativo volto a ridurre il rischio di stranded asset poiché basato sulla selettività degli investimenti, su sviluppi convenzionali a ridotto time-to-market e in sinergia con le infrastrutture esistenti e sul contenimento dell'esposizione finanziaria grazie al breve periodo di pay back.
Per approfondimenti si rimanda al capitolo "Piano Strategico 2022-25" e al Paragrafo "Neutralità Carbonica nel Lungo Termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).
La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

Il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità delle CGU Oil & Gas sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili molto complesse e su orizzonti temporali molto estesi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi come raccomandato dalla TCFD.

In tale ambito, la resilienza del portafoglio è stata valutata sulla base dello scenario IEA SDS edizione WEO 2021, che è considerato lo scenario più accreditato per il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: contrasto al cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, accesso universale all'energia entro il 2030 e riduzione dell'impatto dell'inquinamento. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS proietta l'attuazione di misure di decarbonizzazione ad ampio raggio in sei settori chiave: elettricità, trasporti, industria, edifici, carburanti e nuove tecnologie. Sulla base di tali misure, lo scenario SDS stima il conseguimento del target di zero emissioni nette di CO_2 al 2070, che assicurerebbe il raggiungimento dell'obiettivo di contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto del limite dei 2°C in linea con gli obiettivi di Parigi con la possibilità di limitare l'incremento a non più di 1,5°C al 2100 qualora nella seconda metà del secolo siano adottate su larga scala tecnologie per le emissioni negative cioè di sottrazione di CO_2 dall'atmosfera. Assumendo il recupero del prodotto interno lordo mondiale ai livelli pre-pandemici dopo il 2022 e un modello simile anche per la domanda petrolifera mondiale, quest'ultima inizia a declinare dopo il 2025 scendendo a circa 60-70 milioni di barili/giorno al 2040 con una flessione media annua del 2%, mentre la domanda di gas registra una flessione più contenuta scendendo poco al di sotto dei 4000 miliardi di metri cubi al 2040.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 56 $/barile al 2030 in termini reali 2020 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei Paesi membri) e strutturalmente inferiore negli anni successivi, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto in leggera ripresa rispetto ai valori correnti. L'assenza di una ripresa dei prezzi degli idrocarburi è motivata dalla progressiva contrazione della domanda di combustibili fossili che rimuove la necessità di sviluppare risorse più costose. Lo scenario SDS degli idrocarburi assume una curva prezzo sostanzialmente allineata a quella Eni. Il prezzo della CO_2 registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2050 arriva fino a 200 $/t per le advanced economies (poco sotto tale soglia per le developing economies), attestandosi nel medio lungo termine su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il 18 maggio 2021 l'International Energy Agency (IEA) ha presentato il Net Zero 2050, una roadmap per il conseguimento dell'obiettivo di zero emissioni nette del sistema energetico entro il 2050, e che rappresenta uno dei possibili percorsi per traguardare la neutralità carbonica al 2050. Le principali assunzioni del Net Zero 2050 dello IEA sono lo stop immediato a nuovi progetti Oil & Gas, la riduzione del 75% della domanda di olio al 2050 (24 milioni di barili/giorno dai circa 100 milioni di barili/giorno correnti) e una previsione di prezzo del greggio di 36 $/barile al 2030 e 24 $/barile al 2050, in moneta corrente. Tale percorso si fonda su alcune assunzioni di decarbonizzazione come l'elettrificazione, l'efficienza e un cambiamento radicale da parte dei consumatori, richiedendo un cambio immediato del paradigma energetico e il sostegno dei Governi, in particolare dei Paesi OCSE tenendo conto che lo sforzo maggiore sarebbe a carico dei Paesi con livelli di consumo energetico pro capite più elevati.

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro eccedenza %		Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2020		
	Costi CO_2 deducibili	Costi CO_2 non deducibili	Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO_2
Scenario Eni	~90%	-	*46 $/bbl*	*6,2 $/mmB TU*	*proiezioni costi co $_2$ EU/ETS + previsione costi di forestry*
Scenario IEA SDS WEO 2021	76%	75%	*50 $/bbl*	*4,5 $/mmB TU*	*200-95 per tonnellata di CO_2**
Scenario IEA NZE 2050	35%	32%	*24 $/bbl*	*3,6 $/mmB TU*	*250-55 per tonnellata di CO_2**

(*) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente". Ulteriori informazioni metodologiche nelle note al bilancio consolidato.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività, la tenuta del valore di libro del complesso delle CGU del settore E&P, adottando entrambi gli scenari IEA (SDS del WEO 2021 e NZE 2050). Di seguito gli esiti della sensitivity analysis.
La recuperabilità dei valori di bilancio delle CGU Oil & Gas è sostenuta dal contenuto prezzo di pareggio delle riserve utilizzate nella valutazione (certe più parte delle unproved) stimato nell'intorno dei 20 $/bl.
Adottando il drastico scenario NZE2050, sensibilmente diverso rispetto agli scenari Eni e a quelli IEA SDS WEO 2021 e senza operare revisioni nei profili dei costi o riprogrammazione/prioritizzazione delle attività di sviluppo e di produzione, si determina un headroom, cioè l'eccedenza del complessivo valore d'uso rispetto al corrispondente valore di bilancio delle CGU E&P, consistente e in eccesso di oltre il 30% rispetto ai dati di bilancio.
Adottando lo scenario Eni, ne risulta che l'89% del valore e il 78% dei volumi delle riserve certe e di parte di quelle non certe potrebbero essere realizzati entro il 2035.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali comportano elevati investimenti con tempi di "pay back" medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di varia natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'instabilità degli idrocarburi.

Rischi economici

Il rischio minerario è l'incertezza dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sottoperformance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato.
I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni con nuove riserve scoperte o "better performance" dei giacimenti potrebbero avere impatti negativi rilevanti sulle le prospettive di crescita del Gruppo, sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.
Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dei progetti E&P, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'esposizione finanziaria durante la fase realizzativa e il differimento temporale dei cash flow positivi. Ogni ritardo nell'ottenimento del first oil o first gas comporta un peggioramento della redditività dei progetti. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di esecuzione: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, talora il project financing, l'ingegneria di front-end, le gare per l'assegnazione dei contratti, e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dalla prima produzione consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, difficoltà finanziarie della First Party o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. Le eventuali complessità dell'am-

biente circostante (condizioni metereologiche avverse, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutele dell'ecosistema, ecc.) sono un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti. Per il 2022 sono prevedibili, causa effetti sulle filiere produttive della pandemia COVID, strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica nonché incrementi del costo dei fattori produttivi per materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input. Alcuni progetti in portafoglio hanno registrato ritardi nell'esecuzione a causa del rallentamento delle attività presso importanti cantieri navali (es. Singapore) per effetto delle misure anti COVID-19. Per quanto riguarda il contenimento della pressione inflazionistica, i progetti per i quali sono stati già assegnati i contratti sono esposti a minori rischi di aumenti di costo, mentre per i progetti in fase di committment la Società adotterà opportune strategie di approvvigionamento per limitare gli incrementi di costo (ad es. master agreement per massimizzare le economie di volume, indicizzazione degli acquisti a indici pubblici per beneficiare di eventuali inversioni di tendenza nei prezzi delle materie, miglioramento dei meccanismi competitivi delle gare, etc...). Inoltre per alcuni tipi di servizi (esempio il noleggio di rig) sono prevedibili minori cost escalation in considerazione del fatto che la ripresa del ciclo degli investimenti upstream, a differenza di altri cicli è molto livellata, con questo comportando un eccesso di offerta del settore dei servizi all'industry.
L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di ottimizzazione dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la strategia esplorativa di prossimità "infrastructure-driven" ("ILX") con la scoperta di riserve prossime a centri di produzione/FPSO esistenti o di prossima entrata in esercizio che consentono un avvio delle nuove produzioni rapido e a costi contenuti, la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi dei progetti di sviluppo, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate).

Rischi operativi

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.), delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e della tipologia di operazioni necessarie all'estrazione ed al trattamento dei prodotti, l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà. Incidenti quali "blowout" di pozzi, collisioni marine o aeree, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni e altri eventi similari potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.
Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore e deep offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero degli oil spill in mare aperto, associata alla sensibilità degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico "ice-free" (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi. Nel 2021 la produzione offshore di Eni ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva (circa 70%).
Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blowout dei pozzi, presidiando in modo rigoroso le analisi delle caratteristiche geologiche dei giacimenti, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi a rischio, operati e non operati, a elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blowout, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione del personale. Il rischio blowout dei pozzi è anche in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare, Eni prevede un'incidenza massima del 24% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.
Per la prevenzione degli incidenti agli asset produttivi, le attività in essere sono relative all'implementazione di sistemi di gestione ed il mantenimento di elevati standard di Asset Integrity, l'implementazione di algoritmi predittivi di eventi incidentali (pre-sense), l'incremento di efficacia della supervisione di linea e di HSE, il rafforzamento del Contract Risk Management (pre/post awarding) ed un approccio sinergico con le First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV cooperate.
La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi.

Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas

L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

- la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;
- modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della Società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e pertanto influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline, gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria causati anche nelle day-to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose od obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare.
Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.
Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.
In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da pri-

vati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.
Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

EVOLUZIONE DELLA REGOLAMENTAZIONE AMBIENTALE

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazionale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.
Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). In particolare, il Decreto Ministeriale italiano del 15 febbraio 2019 «Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme offshore» fornisce, agli operatori ed alle amministrazioni competenti, una guida sulle procedure da seguire per la dismissione delle piattaforme offshore e delle infrastrutture connesse.
A livello europeo, il legislatore sta aggiornando e promuovendo diversi strumenti al fine di favorire una migliore applicazione tra gli Stati Membri. Tra questi, le nuove linee guida pubblicate il 24 marzo 2021 su una omogenea interpretazione del termine "danno ambientale" ai sensi della direttiva 2004/35/Ue, con l'obiettivo di fornire un'interpretazione comune della definizione chiave della disciplina, recepita in Italia con la parte VI del D.Lgs. 152/2006. Inoltre, in riferimento alla tutela penale dell'ambiente, il 15 dicembre, la Commissione ha adottato la proposta di una nuova direttiva per reprimere la criminalità ambientale, in linea con un impegno fondamentale del Green Deal europeo. La proposta intende rendere più efficace la normativa obbligando gli Stati membri ad adottare misure di diritto penale.
In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente, Eni ha sempre mantenuto aggiornato ed adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.
Ad ottobre 2021, il Senato ha approvato il Ddl di riforma della Costituzione e l'8 febbraio 2022, dopo l'approvazione definitiva della Camera, la tutela dell'ambiente è stata inserita tra i principi fondamentali della Costituzione. In particolare, la riforma introduce all'art. 9 la tutela dell'ambiente, la biodiversità e gli ecosistemi, anche nell'interesse delle future generazioni, mentre all'art. 41 sottolinea che l'attività economica pubblica e privata possa essere indirizzata e coordinata non solo a fini sociali, ma anche ambientali.
Dal 3 giugno 2021, sono disponibili in Italia le linee guida per la prevenzione dei danni ambientali UNI/PdR 107:2021 "Am-

biente Protetto - Linee guida per la prevenzione dei danni all'ambiente - Criteri tecnici per un'efficace gestione dei rischi ambientali". La prassi di riferimento definisce le Linee guida per un'efficace prevenzione dei danni all'ambiente in relazione ai vari scenari di rischio applicabili alle organizzazioni. Il 22 giugno 2021 la Commissione europea ha dato il via libera al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza italiano (PNRR) sbloccando i €191,5 miliardi di fondi per la ripresa e la decarbonizzazione dell'economia. All'interno del Piano, articolato in 6 missioni, vi è la missione 2 che è volta a supportare la realizzazione della transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. In questa missione che si articola in 4 componenti specifiche sono compresi, tra gli altri, interventi per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile, nonché azioni per l'efficientamento energetico e del patrimonio immobiliare e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.
A supporto della strategia aziendale di decarbonizzazione, è in atto un programma di certificazione ISO 50001 dei siti upstream mediante un processo di analisi e valutazione di interventi di efficientamento che riguarderà tutte le consociate nel 2021-2022 e porterà alla certificazione entro il 2022-2023.
Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.
Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2021 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 si sono concluse due consultazioni pubbliche sulle direttive IED e E-PRTR. Nel 2022 la Commissione UE proporrà una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di creare migliori sinergie della direttiva con sistema ETS e con le politiche europee in tema di economia circolare e decarbonizzazione.
Nel 2021 gli sforzi della Commissione si sono focalizzati su diverse attività per sostenere le politiche legate alla "Zero Pollution ambition for a toxic-free environment". L'UE vuole delineare le azioni da introdurre a livello europeo per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo "Inquinamento Zero" di acqua, aria e suolo per un ambiente privo di sostanze tossiche. A ottobre 2020 la Commissione UE ha lanciato la prima fase di consultazione (Roadmap) su una serie di proposte in materia. Nel 2021 è stata lanciata la consultazione "EU Action Plan Towards a Zero Pollution Ambition for air,water and soil", alla quale Eni ha partecipato tramite IOGP. A luglio 2021 si è conclusa anche la consultazione UE sulla revisione della direttiva acque reflue, che mira ad affrontare una serie di problemi evidenziati nella recente valutazione del 2019 della direttiva 91/271/Cee.
Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a traguardare le nuove performance ed avviare, qualora necessario, il processo di Riesame della Autorizzazioni in essere. Nel 2021 si sono conclusi alcuni iter di Riesame e rinnovo per le installazioni Eni mentre altri sono ancora in corso per recepire le rispettive BAT Conclusion di settore. I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.
Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente italiano n. 141 del 26 maggio 2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.
Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro il dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione.
La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate; trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgenti le attività precedenti.
In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24 aprile 2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle

AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.
Inoltre, le Linee Guida per la Valutazione dell'Impatto Sanitario (VIS), in vigore dal 29 luglio 2019 si applicano ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e alle raffinerie. Importante segnalare anche per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

La diffusione pandemica del virus COVID-19 ha avuto un impatto significativo anche sulla modalità e frequenza dei controlli AIA. La nota dell'ISPRA prot. n. 14558 del 30 marzo 2020 "Controlli sull'esercizio di AIA nazionale durante la pandemia da Corona virus" introduce nuove disposizioni per questo tipo di ispezioni. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambito, nel 2017 Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi inoltre facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.
In riferimento alle ispezioni previste per l'industria estrattiva, a seguito della diffusione di COVID-19, il 21 febbraio 2020 è entrata in vigore la decisione di esecuzione n. 2020/248/UE «Linee guida in materia di ispezioni delle strutture di deposito dei rifiuti da attività estrattiva».
L'11 dicembre 2019 Commissione europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

In ambito economia circolare, si è conclusa il 30 novembre 2021 la consultazione pubblica sulle linee programmatiche per la definizione della nuova "Strategia nazionale per l'economia circolare", avviata dal ministero della Transizione ecologica il 30 settembre scorso. Entro il 2022 si attende la pubblicazione del decreto ministeriale per l'adozione della Strategia nazionale per l'economia circolare, che costituirà uno degli obiettivi delle riforme del PNRR per la transizione ecologica.

In applicazione delle modifiche normative introdotte dal D.Lgs. 116/2020, che ha recepito la nuova direttiva quadro sui rifiuti, nel 2021 sono intervenute significative variazioni in materia di tracciabilità dei rifiuti.
L'8 marzo 2021 è divenuto operativo il portale Vi.Vi.FIR (Vidimazione Virtuale Formulari), previsto dal nuovo art. 193 del D.Lgs. 152/2006, che consente di produrre formulari rifiuti vidimati digitalmente senza la necessità di recarsi fisicamente presso gli sportelli delle amministrazioni competenti. È stata inoltre avviata la sperimentazione di un prototipo del nuovo Registro Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), cui ha preso parte anche Eni; tale nuovo sistema di tracciabilità, che sarà normato da un futuro decreto regolamentare, consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica delle registrazioni ambientali e prevedrà la comunicazione dei dati ad un sistema centralizzato. La previsione della redazione di un'attestazione di avvenuto smaltimento, introdotta dal D.Lgs. 116/2020 per i rifiuti conferiti ad impianti di smaltimento non finale, è stata prima rivista ad opera del D.L. 77/2021 ed infine rimossa dalla relativa legge di conversione (L.108/2021).
Il decreto direttoriale n. 47 del 9 agosto 2021 ha approvato le linee guida di SNPA 24/2020, sulla base delle quali il nuovo art. 184 del D.Lgs. 152/2006 prevede la classificazione dei rifiuti.
Il 6 dicembre 2021 è stato avviato il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) sul Programma nazionale di gestione rifiuti previsto dal nuovo articolo 198-bis del D.Lgs. 152/2006.
L'Albo Nazionale Gestori Ambientali, con la Deliberazione n. 9 del 28 luglio 2021, ha rinviato al 16 ottobre 2023 il termine del periodo transitorio per i responsabili tecnici.
Il D.Lgs. 196/2021 ha recepito la Direttiva 2019/904/UE sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente.

Il 12 agosto 2020 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 31 luglio 2020 n. 101 "Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom e riordino della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117". Il provvedimento costituisce il nuovo testo unico sulla radioprotezione; le disposizioni comprendono procedure per la gestione di materiali e residui radioattivi, nonché i requisiti costruttivi e autorizzativi per gli impianti per il loro smaltimento. A maggio 2019 il Consiglio del Sistema nazionale protezione ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA (Sistema nazionale protezione ambiente) 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale

per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.
Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti. Nel 2021 la Commissione Europea ha lavorato alla revisione delle direttive sulla qualità dell'aria (dir. 2008/50/CE e 2004/107/CE). A dicembre 2021 si è chiusa la consultazione pubblica per la qualità dell'aria, che era stata avviata a settembre, all'indomani della pubblicazione delle nuove linee guida dell'Organizzazione mondiale della sanità (OMS) sulla qualità dell'aria. L'iniziativa nasce nell'ambito del Green Deal europeo, nel quadro dell'obiettivo "inquinamento zero" per un ambiente privo di sostanze tossiche. La nuova proposta legislativa ha come obiettivo un maggiore allineamento delle norme UE alle raccomandazioni dell'OMS, un ulteriore consolidamento della certezza del diritto e dell'applicabilità del quadro legislativo e il rafforzamento dei sistemi di monitoraggio, modellizzazione ed elaborazione di piani per la qualità dell'aria.
A livello della normativa italiana nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. 152/06 introdotto con il D.Lgs. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce per la prima volta in TUA la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. Nel 2021, il Parlamento Italiano ha proseguito con l'iter del disegno di decreto legge recante modifiche al D.Lgs. 152/2006, concernenti il controllo delle emissioni di sostanze emananti odore (Atto della Camera n. 1440). Il Ddl prevede varie modifiche alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 (Via/Vas/Ippc) finalizzate a (i) inserire la definizione di odore e sostanza odorigena, (ii) precisare le situazioni nelle quali la presenza di odori è definibile come molestia olfattiva, (iii) introdurre gli aspetti relativi alle emissioni odorigene nello Studio di impatto ambientale in ambito Via e (iv) prevedere, con riferimento all'Aia, l'introduzione di una sezione dedicata all'interno del Piano di monitoraggio e controllo ambientale. Nell'ambito dell'autorizzazione degli impianti di trattamento rifiuti (Parte IV del D.Lgs. 152/2006) il Ddl prevede l'obbligo di individuare le modalità per la gestione degli odori in sede di autorizzazioni degli impianti aventi stoccaggi o trattamenti che possono generare emissioni odorigene, nonché l'obbligo per le Regioni di dotarsi di una normativa in materia e di limiti per gli impianti autorizzati di cui alla Parte V del D.Lgs. 152/2006 (autorizzazioni emissioni in atmosfera).

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria - Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems)". La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.
Il 15 Dicembre 2020, è stato approvato l'Accordo di Programma per l'adozione di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nella Regione Puglia. Tra gli impegni della Regione, quello di adottare entro 6 mesi un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di AIA che riconosca la facoltà di richiedere, prioritariamente per le installazioni degli impianti delle attività energetiche e dell'industria chimica, la presentazione di uno studio di impatto odorigeno finalizzato all'individuazione e caratterizzazione delle sorgenti odorigene significative e alla stima dell'impatto olfattivo delle emissioni mediante l'implementazione di idonei modelli matematici di dispersione in atmosfera, ed un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale/VIA/AIA che riconosca la facoltà di richiedere la presentazione di uno studio per la valutazione degli scenari futuri della qualità dell'aria.
Il 17 gennaio è entrato in vigore il D.Lgs. 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione europea, attuati con decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU hanno adeguato i propri sistemi di gestione e si sono dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

In merito all'inquinamento marino, nel 2021 Ispra ha aggiornato le linee guida per l'elaborazione dei Piani di monitoraggio che le società devono presentare al MiTE per gli scarichi diretti in mare delle acque di produzione derivanti dall'estrazione di idrocarburi. Ai sensi dell'articolo 104, comma 7 del D.Lgs. 152/2006 la società richiedente, ai fini del rilascio da parte del

Ministero della Transizione Ecologica dell'autorizzazione allo scarico diretto in mare, deve infatti presentare all'Amministrazione un Piano di monitoraggio per la verifica dell'assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici. La nuova versione (linee guida luglio 2021, n. 194) si compone di due sezioni rispettivamente dedicate l'una alla compilazione dei documenti contenenti le informazioni tecniche necessarie ai fini della redazione del Piano di monitoraggio e l'altra alla descrizione degli obiettivi del Piano e alle informazioni tecniche minime per la definizione della zona di indagine, delle strategie di campionamento e dei parametri da determinare.
Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.
Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analoga normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.
Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi, efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato.
La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.
La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Nel 2021 Eni ha aggiornato lo strumento normativo adottando un'unica metodologia integrata per lo svolgimento delle analisi ambientali e valutazione degli impatti/rischi per l'Ambiente e l'Organizzazione, inclusi quelli di tipo 231. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato e implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Il 14 febbraio 2022 è stato approvato un "Piano Nazionale per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee" (PiTESAI) la cui istituzione era prevista dal D.L. n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, convertito nella Legge n.12 del febbraio 2019. Con tale piano, il Legislatore ha definito i criteri per l'individuazione delle aree del territorio nazionale, comprese le acque territoriali, dove lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi possa essere sostenibile dal punto di vista ambientale. L'aspetto più rilevante per Eni è che le concessioni di coltivazione in terraferma proseguono anche se hanno una o più infrastruttura all'interno di "aree potenzialmente non idonee" purché siano produttive o improduttive da meno di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano e che a seguito dell'analisi costi-benefici ottengano un risultato per cui i costi della mancata proroga sono superiori ai benefici, restando in vigore e continuando a poter essere prorogate fino a quando l'analisi CBA ne giustificherà la prosecuzione. Per effetto di tale normativa, Eni non ha registrato alcuna revisione negativa di riserve per effetto della non idoneità delle aree di concessione.

RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2022), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i cinque rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 5-10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti inter-

connessioni con altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (https://www.unwater.org/water-facts/climate-change/) i cambiamenti climatici si esplicitano nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Entro il 2050, il numero di persone a rischio di inondazione aumenterà dall'attuale livello di 1,2 miliardi a 1,6 miliardi. Tra l'inizio e la metà degli anni 2010, 1,9 miliardi di persone, ovvero il 27% della popolazione mondiale, vivevano in aree potenzialmente carenti d'acqua. Nel 2050, questo numero aumenterà da 2,7 a 3,2 miliardi di persone (UN2020). Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre, Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico-sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare, prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved oil recovery). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2021 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, confermando la valutazione pari ad A-, che si colloca al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica. A giugno 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sull'acqua, nel quale si impegna a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico.

GESTIONE EMERGENZE E SPILL

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate numerose effrazioni sulla rete oleodotti (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate e ad oggi sostanzialmente annullate, attraverso l'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-vpms®" (Eni Vibroacustic Pipeline Monitoring System). Il sistema permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte in pochi minuti geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m; ciò, oltre a favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale.

Oltre ad avere coperto l'intera rete di oleodotti di prodotti finiti (10 linee, per un totale di 654 km) ed una di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) è stata inoltre completata l'installazione su due oleodotti pilota (Rho-Malpensa e Pantano-Seram) dell'upgrade del sistema e-vpms® alla versione e-vpms® -TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta.

La società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni, di cui il progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks in Val d'Agri).

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di $1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e $1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: $1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio di time charter e di $1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

Le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative) sono proseguite.

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blowout Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

Il Sistema nazionale per la protezione dell'ambiente (SNPA) ha pubblicato le Linee guida che ricostruiscono la procedura di valutazione tecnica del danno ambientale ai sensi della Parte sesta del D.Lgs. 152/2006. L'elaborato (Linee guida SNPA n. 33/2021) approvato con delibera del Consiglio SNPA del 18 maggio 2021, incentrato sulle nozioni di "indizi" e di "evidenze" relativi al danno ambientale, definisce i criteri e le metodologie da utilizzare sia nello svolgimento delle fase di screening dei casi, sia in quella di accertamento del danno ambientale e delle minacce di danno, in relazione alle quali lo Stato ha il potere di imporre azioni di riparazione e di prevenzione. Dopo una prima parte di inquadramento della normativa di settore — incentrata sulla direttiva 2004/35/Ce e sulla Parte sesta del D.Lgs. 152/2006 di recepimento — e della procedura amministrativa applicabile, le Linee guida, strutturate in tre parti e articolate in nove capitoli, forniscono dei criteri generali per l'accertamento delle minacce di danni ambientali, con focus sul tema della prevenzione e sugli strumenti di valutazione preventiva e di informazione (procedure Via e sistemi di gestione ambientale), per poi definire criteri e metodologie da utilizzare in relazione ai danni arrecati alle specifiche risorse, ovvero le specie e gli habitat protetti (cap. 6), le aree protette (cap. 7), le acque interne superficiali, sotterranee e marino-costiere (cap. 8) e il terreno (cap. 9) Per approfondimenti: Linee guida SNPA n. 33/2021.

Con decreto direttoriale MiTE 22 dicembre 2021 Il Ministero della Transizione ecologica ha decretato il modello dell'istanza per la presentazione del documento di analisi di rischio sanitaria e ambientale sito specifica per aree ricadenti all'interno di siti di interesse nazionale (Sin). Oltre al modello dell'istanza, il decreto direttoriale 269/2021 indica gli elementi tecnici ed i contenuti minimi della documentazione tecnica — che deve essere "stand alone", ovvero deve riportare tutte le informazioni necessarie a consentire una eventuale riproduzione delle valutazioni da parte degli Enti di controllo - che devono essere allegati alla stessa. Per approfondimenti: Decreto direttoriale Mite 22 dicembre 2021, n. 269 Bonifiche — Siti di interesse nazionale (Sin) — Modello di istanza da compilare per l'approvazione del documento di analisi di rischio sanitaria ed ambientale sito specifica.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

Nel 2021 i prezzi del gas in Europa, sulla scia del forte recupero dello scenario energetico, hanno registrato aumenti molto significativi per i principali benchmark rispetto al 2020 (PSV per il mercato Italia +335%; TTF per i mercati europei nord-occidentali +386%). I driver di tale performance sono una crescita della domanda gas in Europa che si è sostanzialmente riportata ai livelli pre COVID-19 unita alle minori importazioni di GNL per effetto della maggiore domanda soprattutto nel bacino del Pacifico sia per ripresa economica che per l'inverno particolarmente rigido nella prima parte dell'anno nel Sud-Est asiatico. Le quotazioni del benchmark dei mercati spot continentali (TTF) per via della riduzione dei flussi di import di GNL hanno evidenziato una maggiore crescita rispetto al prezzo benchmark del mercato spot Italia (PSV), quest'ultimo frenato dal permanere dell'eccesso di offerta nel mercato italiano dovuto all'avvio della nuova linea d'importazione TAP e dalle maggiori importazioni dal nord Africa, con la conseguente sostanziale chiusura degli spread tra i due benchmark. Tale sviluppo ha penalizzato in misura rilevante la performance nel 2021 nel business della commercializzazione all'ingrosso che è esposto allo spread tra prezzi spot nel mercato Italia, principale benchmark dei prezzi di vendita, e prezzi spot agli hub continentali a cui sono indicizzati alcuni costi di approv-

vigionamento. La scarsa liquidità del mercato spot Italia non consente di attuare efficaci azioni di Risk Management.
Il portafoglio di approvvigionamento gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore al rischio finanziario di pagare il gas non ritirato fino a concorrenza dell'obbligo minimo di prelievo annuale (v. paragrafo successivo), che può verificarsi in caso di dinamiche competitive sfavorevoli (quali uno scenario di oversupply o una situazione di mercato quale quella corrente). Il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.
L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica
L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).
Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.
I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). Il superamento della tutela tariffaria per i clienti domestici gas e luce, nonché per le microimprese luce, è fissato, a seguito di diverse proroghe, al 1° gennaio 2023; per le PMI elettriche non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è stata fissata al 1° gennaio 2021. Con Legge 233/21 è stato introdotto il termine del 10 gennaio 2024; data entro la quale verrà regolato da ARERA e assegnato il servizio a tutele graduali ai clienti domestici elettrici che in quel momento non avessero ancora scelto un fornitore del mercato libero, garantendo la continuità della fornitura di elettricità. Il quadro delineato vede quindi ad oggi: il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le microimprese elettriche al 1° gennaio 2023; prevede la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Non

si possono escludere ulteriori interventi di deroga della data del 1° gennaio 2023.
In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili.
A dicembre 2020 ARERA ha pubblicato la delibera 491/2020/R/eel che in sintesi:

- definisce la gara per il Servizio a Tutele Graduali dedicato alle piccole imprese elettriche e svolto dagli esercenti aggiudicatari a partire dal 1° luglio 2021;
- modifica il TIV introducendo il Servizio a Tutele graduali fra i servizi di ultima istanza, dettagliando le caratteristiche del servizio stesso e gli obblighi per gli esercenti;
- definisce le modalità di erogazione del Servizio a Tutele Graduali nel periodo transitorio 1° gennaio - 30 giugno 2021, durante il quale il servizio sarà svolto dagli attuali esercenti la maggior tutela (per consentire lo svolgimento delle gare nei primi mesi del 2021).

  In gennaio infine, è stato inoltre pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico il DM "Decreto ministeriale 31 dicembre 2020 - Mercato libero dell'energia elettrica. Schema ingresso consapevole dei clienti finali". Il DM è relativo al superamento della tutela di prezzo dell'Autorità per le PMI non microimprese elettriche. Fra le principali previsioni il DM stabilisce:
- alla data del 1° gennaio 2021 le PMI non microimprese che non hanno stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero sono fornite attraverso il servizio a tutele graduali da parte di soggetti selezionati con gara per una durata non superiore a tre anni. In coerenza con quanto anticipato da ARERA;
- tetto antitrust del 35% massimo dei clienti per la gara PMI non microimprese;
- tre campagne informative sul superamento della tutela di prezzo, alle quali sarà possibile associare campagne degli operatori.

In ambito retail gas e luce si segnala che ARERA, in attuazione della Legge di Bilancio 2022, fra le misure di contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia, ha definito le modalità per la rateizzazione in 10 mesi, senza interessi, degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 ed il 30 aprile 2022 e che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti ad offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Sono definite modalità per l'erogazione ai venditori, dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo da quando il piano di rateizzazione è proposto al cliente finale.
È stato approvato il Decreto Legge 27 gennaio 2022, n. 4 "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico a contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia. Questi interventi, per area retail e rinnovabili, con impatto sugli operatori della vendita, come Plenitude, riguardano in particolare gli interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili in questo contesto di alte quotazioni dei prezzi del gas che si riflettono sui prezzi dell'energia elettrica prodotta a gas.
Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata a partire dal 2020 una revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici. Ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione e dello stoccaggio, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business.

Nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica – in vista degli obiettivi di decarbonizzazione – e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore che potranno accompagnare l'evoluzione delle

normative europee, in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati, di promozione di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas, di riduzione delle emissioni di metano). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.
Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 e a febbraio 2022 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale con periodo di consegna relativo agli anni 2022, 2023 e 2024, e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni per effetto del riconoscimento di un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare EniPower nel sito di Ravenna (consegna a partire dal 2023). Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati presso il Tribunale Europeo da alcuni operatori. Vi è incertezza sulla possibilità che si possano tenere delle aste per gli anni successivi al 2024 perché, anche in base a quanto previsto dalle norme europee, il meccanismo sarà riproposto a valle di una nuova valutazione di Terna sullo stato di adeguatezza del sistema elettrico. La particolare situazione dei mercati energetici, contrassegnati da prezzi delle commodity elevati e condizionati da forte aleatorietà, ha aumentato il rischio di possibili restituzioni della componente variabile prevista dal Capacity Market, con conseguente potenziale riduzione del beneficio netto del meccanismo per gli impianti di Eni.
Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (i prezzi negativi e la riforma del Mercato Infragiornaliero introdotti nel settembre 2021, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento) ed interventi emergenziali del Governo per compensare il fenomeno del caro energia.

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative a causa di: i) incertezza rispetto all'esito finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza, o non attendibile la stima della relativa passività; ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi o l'emergere di nuove evidenze e informazioni che possano comportare una revisione del giudizio sulla probabilità di soccombenza ovvero possano fornire elementi sufficienti per una stima attendibile dell'ammontare dell'obbligazione; iii) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione, nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CYBER SECURITY

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili, con impatti sia economici che reputazionali.
Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing sono in crescente aumento.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (ad es. sanzioni), dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Per far fronte a questa situazione, l'azienda si è dotata già da tempo, secondo il consolidato approccio risk-based, di una

serie di misure di difesa per prevenire e contenere potenziali impatti a fronte degli attacchi cyber, che fanno leva anche sull'assetto hybrid working, quali ad esempio:

- il potenziamento delle infrastrutture e dei servizi di Cyber Security Defence;
- il rafforzamento dei presidi di sicurezza tecnologici e di governo per la Corporate, le consociate estere ed i siti industriali attraverso l'esecuzione di specifici programmi di enforcement tecnologico;
- interventi per rafforzare ulteriormente la continuità dei servizi IT Corporate e migliorare il monitoraggio sulla gestione dei sistemi centrali;
- l'attuazione di presidi di controllo volti a identificare, mitigare e monitorare il rischio cyber security veicolabile dalle Terze Parti di Eni, ivi inclusi i fornitori di servizi cloud;
- l'aggiornamento del set di contromisure per mitigare il rischio cyber, in coerenza con i recenti obblighi normativi specifici del settore.

Inoltre, è stato aggiornato il set di contromisure per mitigare il rischio cyber, in coerenza con i recenti obblighi normativi specifici nonché il proseguimento del programma di Cyber Security Culture finalizzato al rafforzamento della cultura aziendale sui giusti comportamenti da adottare per far fronte ai cyber rischi.

Evoluzione prevedibile della gestione

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia ai capitoli: Strategia, Commento ai risultati economico-finanziari (sezione “Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina”) e Fattori di rischio.

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2021 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI).

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2021 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI[1]) come indicato nel capitolo "Principi e Criteri di Reporting". Nel 2021 entrano in vigore gli obblighi di reporting previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020 come definiti e codificati nel relativo Disclosures Delegated Act della Commissione, relativi alle attività economiche e agli attivi idonei ai fini del conseguimento degli obiettivi del Regolamento di mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici. Tali obblighi informativi sono a carico delle società quotate in mercati regolamentati della UE tenute a redigere una DNF. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più approfondita su tali tematiche. Inoltre, sono stati citati nei vari capitoli i principali Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nel condurre le proprie attività.
La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, i principali risultati e target, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2021. Anche nella DNF 2021 sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum[2] (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020.
In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2021 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità carbonica al 2050" e un report dedicato ai diritti umani (Eni for – Human Rights[3]).
Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".
(2) Il raccordo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel content index in una colonna dedicata.
(3) L'aggiornamento del report Eni for Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE	POLITICHE PRATICATE	MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI	INDICATORI DI PRESTAZIONE
RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO	○ **DNF** - Modelli di gestione e organizzazione, pagg. 162-163; Temi materiali di sostenibilità, pag. 199 ○ **RFA** - Modello di business, pagg. 4-5; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Attività di stakeholder engagement, pagg. 20-21; Strategia, pagg. 22-27; Governance, pagg. 34-43. ➤ **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231.	➤ **RCG** - Principi e valori. Il Codice Etico; Il Sistema Normativo di Eni.	○ **RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-154	○ **RFA** - Approccio Responsabile e sostenibile (risultati 2021 e target), pagg. 6-7; Eni in sintesi, pagg. 16-19
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050 **CAMBIAMENTO CLIMATICO** *Art. 3.2, commi a) e b)*	○ **DNF** - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 166-172 ○ **RFA** - Strategia, pagg. 22-27 ➤ **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 166-172
ECCELLENZA OPERATIVA **PERSONE** *Art. 3.2, commi c) e d)*	○ **RFA** - Governance, pagg. 34-43 ○ **DNF** - Persone (la cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone, formazione, relazioni industriali, welfare aziendale e worklife balance, salute), pagg. 173-178; Sicurezza, pagg. 179-180	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Persone, pagg. 173-178; Sicurezza, pagg. 179-180 ➤ **RR** - Sommario
RISPETTO PER L'AMBIENTE *Art. 3.2, commi a), b) e c)*	○ **DNF** - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, aria, rifiuti, acqua, oil spill, biodiversità), pagg. 180-186	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186
DIRITTI UMANI *Art. 3.2, comma e)*	○ **DNF** - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. 186-189 ➤ **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Diritti Umani, pagg. 186-189
FORNITORI *Art. 3.1, comma c)*	○ **DNF** - Diritti Umani, pagg. 186-189; Fornitori, pagg. 190-191	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Diritti Umani, pagg. 186-189 ; Fornitori, pagg. 190-191
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE *Art. 3.2, comma f)*	○ **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-193	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161 ➤ **RCG** - Principi e valori. Il Codice Etico; Compliance Program Anti-Corruzione	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-193
ALLEANZE PER LO SVILUPPO **COMUNITÀ LOCALI** *Art. 3.2, comma d)*	○ **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg 194-195	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161	○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165	○ **RFA** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ○ **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195

RFA Relazione sulla Gestione 2021
RCG Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari 2021
RR Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2022

○ Sezioni/paragrafi contenenti le informative richieste dal Decreto
➤ Sezioni/paragrafi cui si rimanda per approfondimenti

La mission aziendale e l'impegno per una Just Transition

La mission integra organicamente i 17 SDG a cui Eni intende contribuire, consapevole che lo sviluppo del business non possa più prescindere da essi. Questo cambiamento culturale costituisce una costante spinta dell'azienda verso l'innovazione continua, la valorizzazione della diversità come leva di sviluppo, il rispetto e la promozione dei diritti umani, l'integrità e trasparenza nella gestione del business e la tutela dell'ambiente. La mission conferma l'impegno di Eni per una Just Transition per garantire l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile raggiungendo l'obiettivo di zero emissioni nette al 2050 in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena del valore, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, ossia che tenga in considerazione il diverso livello di sviluppo dei Paesi in cui opera minimizzando le disuguaglianze esistenti. Inoltre, per contribuire al raggiungimento degli SDG e alla crescita dei Paesi in cui opera, Eni è impegnata nel costruire alleanze con attori nazionali e internazionali di cooperazione allo sviluppo, come sottolineato dalla Terza Conferenza Internazionale sugli Investimenti per lo Sviluppo, organizzata dalle Nazioni Unite ad Addis Abeba nel luglio del 2015.
L'approccio sottolineato dalla mission è confermato anche dall'applicazione dal 1° gennaio 2021 del Codice di Corporate Governance 2020, che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società (si veda pagg. 34-43). Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli. In adesione al Codice, l'8 marzo 2022 il CdA ha anche approvato, su proposta della Presidente, d'intesa con l'AD, una politica per il dialogo con gli azionisti che individua i soggetti responsabili della sua gestione e le modalità con cui si svolge su iniziativa degli azionisti o della Società; la politica disciplina inoltre l'informativa al Consiglio sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo intervenuto e le modalità della sua diffusione e aggiornamento.

Effetti e gestione della pandemia da COVID-19

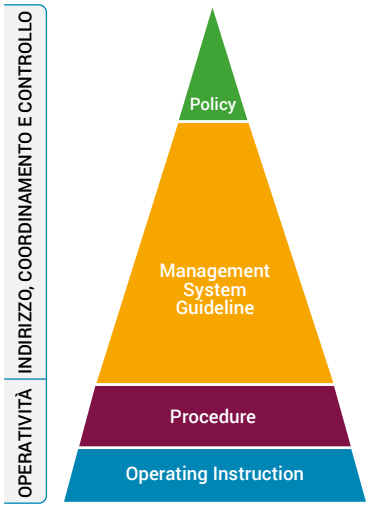
Il COVID-19 e le sue conseguenze sulle persone e comunità hanno confermato l'importanza della salute e delle problematiche ad essa connesse come una delle priorità delle agende politiche globali. In questo scenario di crisi, l'azienda ha rinnovato il proprio impegno al raggiungimento dell'Agenda 2030 ed è intervenuta su diversi fronti per gestire le conseguenze del COVID-19, sfruttando le proprie competenze al fine di tutelare la salute dei propri dipendenti e dei contrattisti. Eni ha inoltre lavorato in sinergia con Governi, Istituzioni e ONG locali e internazionali per prevenire e contrastare la diffusione della pandemia minimizzando gli impatti delle comunità locali, sia in Italia che all'estero, e migliorando la resilienza delle comunità più vulnerabili.
Nonostante la portata e la rapidità con cui la pandemia si è diffusa Eni è intervenuta in modo tempestivo, grazie alle esperienze maturate in passato nella gestione di epidemie come quella Sars-Cov-1 e di Ebola e grazie agli strumenti normativi, organizzativi e operativi di cui si era dotata già dal 2011 per per la gestione di eventi epidemici e pandemici, in attuazione del proprio modello di gestione del rischio Salute, Sicurezza, Ambiente, Security ed Incolumità Pubblica. In continuità con lo scorso anno e sulla base delle indicazioni dell'Unità di Crisi, ogni datore di lavoro ha posto in essere le misure e le azioni operative idonee rispetto alla propria unità produttiva tenuto conto delle specificità degli ambienti di lavoro, per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus. I principali filoni di attività sono stati: (i) comunicazione, informazione e formazione; (ii) igiene e prevenzione; (iii) gestione e utilizzo DPI (Dispostivi di protezione individuale); (iv) sanificazione degli ambienti di lavoro; (v) riorganizzazione delle modalità di lavoro e lavoro agile; (vi) accesso ai luoghi di lavoro e alle aree di aggregazione; (vii) gestione dei casi sospetti e casi confermati; (viii) sorveglianza sanitaria e tutela dei lavoratori fragili; (ix) mantenimento dei servizi essenziali e business continuity plan.
Nel 2021 tutte le attività sono proseguite con un importante ricorso allo smart working, modulando le presenze negli uffici in virtù dell'andamento della curva epidemiologica (con un range compreso tra 20% e 40% di presenze). Durante l'anno Eni ha mantenuto un dialogo costante con le organizzazioni sindacali attraverso l'organizzazione di Comitati-Covid, ai vari livelli dell'organizzazione aziendale, per l'implementazione di misure idonee alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e a garanzia della continuità operativa degli asset. Anche a livello internazionale il modello delle relazioni industriali è proseguito con l'aggiornamento costante e gli opportuni approfondimenti – operati in Comitati Covid ad hoc e nell'ambito del Comitato Ristretto CAE (Comitato Aziendale Europeo) – della situazione pandemica nei vari Paesi di presenza e delle principali evoluzioni dei business. Ulteriori azioni aggiuntive e complementari sono state attivate a supporto delle istituzioni sanitarie e importanti iniziative sono state messe in atto a favore delle persone Eni (si vedano le sezioni su Persone e Salute, pagg. 173-178) e a sostegno della Salute delle Comunità (si veda il capitolo Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195). Infine, per maggiori informazioni sugli impatti della pandemia sull'andamento operativo di Eni si veda pagg. 97-98 e per gli impatti sugli indicatori non finanziari si vedano le sezioni Metriche e Commenti alle Performance delle varie tematiche trattate in DNF.

Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.
Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico e sul Codice di Corporate Governance 2020[4], sul Modello 231[5], sui principi SOA[6] e sul CoSO Report[7].
Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO

STATUTO	CODICE ETICO	CODICE DI CORPORATE GOVERNANCE	MODELLO 231	PRINCIPI DEL SISTEMA DI CONTROLLO ENI SULL'INFORMATIVA FINANZIARIA	CoSO REPORT FRAMEWORK



10 policy approvate dal CdA
- Eccellenza Operativa; I nostri asset materiali e immateriali; I nostri partner della catena del valore; I nostri partner istituzionali; La global compliance; La sostenibilità; Le nostre persone; L'information management; L'integrità nelle nostre operations; La Corporate Governance.

50 Management System Guideline ("MSG") articolate in:
- **1 MSG del Sistema Normativo** definisce il processo di gestione del Sistema Normativo;
- **36 MSG di processo** definiscono le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione del processo di riferimento e dei relativi rischi anche in un'ottica di compliance integrata;
- **13 MSG di compliance e governance (approvate di norma dal CdA)** definiscono le regole di riferimento finalizzate ad assicurare il rispetto di leggi, regolamenti o norme di autodisciplina: Codice delle pratiche commerciali e della pubblicità; Modello di Compliance in materia di responsabilità di impresa per le società controllate italiane di Eni - Composizione OdV; Modello di Compliance in materia di responsabilità di impresa per le società controllate estere di Eni; Corporate Governance delle società di Eni; Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti); Anti-Corruzione; Antitrust; Operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e Operazioni con Parti Correlate; Privacy e data protection; Sanzioni Economiche e Finanziarie; Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi; Sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria; Condotte di mercato e regolamentazione finanziaria.

- Definiscono le modalità operative con cui le attività delle società devono essere svolte.

- Definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione, unità organizzativa, area/famiglia professionale.

- le Policy, approvate dal Consiglio di Amministrazione, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy, trasversali ai processi, sono focalizzate su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo recepimento, a tutte le società controllate;
- le Management System Guideline ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance e governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo esigenze di deroga;
- le Procedure definiscono le modalità operative con cui le attività della società devono essere svolte. Descrivono compiti e responsabilità dei referenti organizzativi coinvolti, modalità di gestione e controllo e flussi di comunicazione. Regolamentano l'operatività anche al fine di perseguire gli obiettivi di compliance alle normative locali. Il contenuto è definito nel rispetto delle Policy e delle MSG così come recepite dalle società;
- le Operating Instruction definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale, ovvero alle persone e funzioni Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse disciplinati.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio Codice Etico in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione.
Nella prima delle due tabelle successive (pagg.160-161), oltre alle Policy e al Codice Etico, sono considerati anche altri documenti Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pagg. 162-163) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro inter-funzionali.

(4) Il 23 dicembre 2020, il CDA di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021, per cui ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia, nonché delle decisioni assunte dal CDA in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.
(5) Il 18 novembre 2021, il CDA ha approvato una nuova versione del Modello 231 che – adeguando il documento alle modifiche intervenute nell'assetto organizzativo di Eni – razionalizza e valorizza il sistema di controllo interno e i vari compliance program che lo compongono in coerenza con le recenti best practice in materia. In particolare, anche attraverso un richiamo espresso alla DNF, tra i sistemi che trovano una ulteriore declinazione rafforzativa vi sono quelli afferenti alle aree del contrasto alla corruzione, alla protezione ambientale e alla sicurezza (temi presenti nel D.Lgs. 254/2016).
(6) Sarbanes-Oxley Act, Legge statunitense del 2002.
(7) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.

Policy e posizioni pubbliche di Eni sulle tematiche del D.Lgs. 254/2016

CAMBIAMENTO CLIMATICO

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

OBIETTIVO ▸ Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI
Eni's responsible engagement on climate change within business association; Policy "La sostenibilità"; Posizione di Eni sulle biomasse; Piano strategico 2022-2025; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI
- Decarbonizzazione totale di tutti i prodotti e i processi entro il 2050 in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi;
- Assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni relativamente al posizionamento Eni in tema di cambiamento climatico e transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder;
- Sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climalteranti e la produzione più efficiente di energia;
- Assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura;
- Promuovere il ruolo delle Natural Climate Solutions come leva di compensazione delle emissioni GHG residue hard-to-abate;
- Garantire trasparenza nella rendicontazione dei temi connessi al cambiamento climatico.

PERSONE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO ▸ Valorizzare le persone Eni

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "Le nostre persone"; "L'integrità nelle nostre operations"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Policy Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI
- Rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità;
- Sostenere modelli organizzativi che valorizzino la cooperazione tra persone provenienti da culture, prospettive ed esperienze diverse;
- Fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori;
- Identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione;
- Adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone con le competenze più adeguate alle esigenze del business;
- Vietare senza alcuna eccezione ogni forma di violenza e molestie sul lavoro all'interno della società.

SALUTE E SICUREZZA

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO ▸ Tutelare la salute e la sicurezza delle persone di Eni e dei contrattisti

DOCUMENTI PUBBLICI
"L'integrità nelle nostre operations"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI
- La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario;
- Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- Informare in modo chiaro e trasparente le nostre persone, la collettività e i nostri partner sulle necessarie misure preventive e protettive da attuare, per eliminare i rischi e le criticità dei processi e delle attività;
- Considerare requisito fondamentale la tutela della salute e promuove il benessere psico-fisico delle sue persone;
- Rispettare i diritti delle persone e delle Comunità locali dei Paesi in cui opera, con particolare riferimento al massimo livello conseguibile di salute fisica e mentale.

RISPETTO PER L'AMBIENTE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO ▸ Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità"; "L'integrità nelle nostre operations"; "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici"; "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"; "Posizionamento di Eni sull'acqua"; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI
- Considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk based");
- Assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali;
- Promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica;
- Ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo;
- Agire in modo sostenibile, minimizzando gli impatti ambientali e ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche e naturali;
- Promuovere lo sviluppo scientifico e tecnologico finalizzato alla tutela dell'ambiente.

DIRITTI UMANI — ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO ▸ Rispettare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità"; "Le nostre persone"; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice di condotta fornitori; Policy "Alaska Indigenous Peoples"; "Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro"; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI
- Rispettare i diritti umani nell'ambito delle attività aziendali e promuoverne il rispetto verso i dipendenti, i partner e gli stakeholder, anche attraverso attività di formazione e sensibilizzazione;
- Garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre e condizioni di lavoro in linea con gli standard internazionali e la Convenzione ILO n. 190 in materia di violenza e molestie sul luogo di lavoro;
- Considerare i diritti umani sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili;
- Minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset;
- Selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni e che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani, rifiutare ogni forma di lavoro forzato e/o minorile.

FORNITORI — ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO ▸ Sviluppo della supply chain in ottica sostenibile

DOCUMENTI PUBBLICI
Codice di condotta fornitori, posizione Eni sui Conflict Minerals; Policy "I nostri partner della catena del valore"; Codice Etico di Eni; Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani; Eni's Slavery and Human Trafficking Statement.

PRINCIPI
- Adottare processi accurati di qualifica, selezione e monitoraggio dei fornitori e partner, basati sui principi di trasparenza e integrità e non tollerare pratiche collusive, nel pieno rispetto della legalità;
- Definire e diffondere politiche, standard e regole che orientino l'azione dei fornitori e partner al rispetto dei Diritti Umani e dei principi di sostenibilità di Eni;
- Promuovere collaborazioni strategiche di lungo periodo basate su un approccio integrato, coordinato e trasparente, incoraggiando un'equa ripartizione dei rischi e delle opportunità;
- Sostenere la creazione di un luogo di lavoro responsabile, riconoscendo le diversità;
- Contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti;
- Supportare la transizione energetica low carbon salvaguardando l'ambiente e ottimizzando l'uso delle risorse.

TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE — ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO ▸ Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione

DOCUMENTI PUBBLICI
Management System Guideline "Anti-Corruzione"; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Policy "I nostri partner della catena del valore"; Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy); Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI
- Svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi;
- Proibire la corruzione senza alcuna eccezione;
- Vietare di offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura ad un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva);
- Vietare di accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva);
- Far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative in tema anti-corruzione.

COMUNITÀ LOCALI — ALLEANZE PER LO SVILUPPO

OBIETTIVO ▸ Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private

DOCUMENTI PUBBLICI
Policy "La sostenibilità"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni; "Alaska Indigenous Peoples".

PRINCIPI
- Creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera;
- Coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo, anche con riferimento ai diritti umani;
- Identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene;
- Promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali;
- Cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile.

MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAMENTO CLIMATICO

- **Assetto organizzativo** funzionale al processo di transizione energetica con due Direzioni Generali:
  - Natural Resources, per la valorizzazione sostenibile del portafoglio Upstream Oil & Gas, per l'efficienza energetica e la cattura della CO_2;
  - Energy Evolution, per l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green.
- **Funzione centrale** dedicata che sovraintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico;
- **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001,** inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni;

PERSONE

- **Processo di gestione e pianificazione occupazional** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali;
- **Strumenti per la gestione e sviluppo** per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze inter-generazionali e inter-culturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità;
- Sviluppo di Strumenti Innovativi per la Gestione HR;
- Supporto e **sviluppo delle competenze distintive** necessarie e coerenti con le strategie aziendali, focus su tematiche di transizione energetica e di digital transformation, anche tramite il ricorso a Faculty/Academy;

SALUTE

- **Sistema di salute** basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali;
- **Medicina del lavoro** per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa;
- **Sistema di assistenza e promozione della salute** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi;

SICUREZZA

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori certificato ai sensi della Norma OHSAS 18001/ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative;
- **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset);

RISPETTO PER L'AMBIENTE

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 o EMAS per la gestione ambientale;
- **Applicazione processo ESHIA** (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti;
- **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche**
- **Programma di Sustainable Procurement (JUST):** insieme di iniziative per il coinvolgimento di tutta la filiera nella misurazione e gestione delle performance ESG della Supply Chain Eni;
- **Analisi di circolarità sito-specifiche** mappatura di elementi già presenti, misurazione e individuazione di possibili interventi di miglioramento;

DIRITTI UMANI

- **Processo di gestione dei Diritti Umani** regolato da uno strumento normativo interno allineato agli United Nations Guiding Principles (UNGP);
- **Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali;
- **Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment e Human Rights Risk Analysis)** con un modello di prioritizzazione risk-based dei progetti industriali;

FORNITORI

- **Processo di Procurement Sostenibile** funzionale alla verifica del possesso da parte dei fornitori dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, economica, tecnico-operativa, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e rispetto dei diritti umani ed eccellenza Tecnologico-Digitale;

TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

- **Modello 231:** definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori);
- **Compliance Program Anti-Corruzione:** sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione;
- **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA:** certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016;
- **Unità anti-corruzione e anti-riciclaggio collocata nella funzione "Compliance Integrata"** alle dirette dipendenze dell'AD;

COMUNITÀ LOCALI

- **Referente di sostenibilità a livello locale,** che si interfaccia con la sede centrale per definire **i programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme)** in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business;
- **Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment)** in tutti i progetti di business;

INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE

- **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** strutturata per garantire un rapido ed effettivo deployment delle tecnologie sviluppate;
- **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia);

- **Organizzazione delle ricerca e sviluppo tecnologico** finalizzata alla realizzazione ed applicazione di tecnologie a bassa impronta carbonica, in piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto in riferimento alla loro possibile applicazione nel processo di ridefinizione del mix energetico, nonché allo sviluppo tecnologie per lo sfruttamento di nuove forme di energia o di vettori energetici a ridotta o nulla impronta carbonica.

- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015;
- **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali;
- **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale:** modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO (International Labour Organization) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business;
- **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari.

- **Preparazione e risposta alle emergenze sanitarie**, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie;
- **Salute delle comunità e valutazione degli impatti sulla salute:** iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità e attività di Health Impact Assessment;
- **Promozione della salute** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi;

- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente;
- **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita;
- **Metodologia per l'analisi e la gestione del Fattore Umano nella prevenzione degli incidenti.**

- **Analisi Legislativa Ambientale Internazionale:** approfondimento delle legislazioni vigenti in ambito nazionale ed internazionale per matrice ambientale e definizione di un Ranking di sviluppo normativo per Paese analizzato;
- **Gruppi di lavoro** per la definizione del posizionamento strategico e degli obiettivi di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica e della biodiversità;
- Sviluppo di una metodologia unica e integrata per l'analisi ambientale, la valutazione degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione, anche di tipo 231, applicabile in Italia e all'estero;
- **Environmental Golden Rules:** 4 principi e 6 regole d'oro per promuovere comportamenti virtuosi più consapevoli e responsabili, nei confronti dell'ambiente da parte dei dipendenti e dei fornitori di Eni.

- **Sistema di gestione della security** finalizzato a garantire il rispetto dei diritti umani in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità;
- **Processo di gestione delle segnalazioni (whistleblowing)** volto anche all'individuazione delle segnalazioni aventi ad oggetto fatti o comportamenti contrari (o in contrasto) con la responsabilità assunta da Eni di rispettare i diritti umani di singoli individui o di comunità e all'adozione di azioni volte a mitigarne gli impatti;
- **Piano triennale di formazione e-learning sulle principali aree di interesse sui diritti umani.**

- **Programma di Sustainable Procurement (JUST):** insieme di iniziative per il coinvolgimento di tutta la filiera nella misurazione e gestione delle performance ESG della Supply Chain Eni;
- **Vendor Development:** unità dedicata allo sviluppo dei fornitori tramite la definizione di percorsi di crescita e trasformazione lungo le direttrici di "Transizione energetica e sostenibilità", "Solidità economico finanziaria" ed "Eccellenza Tecnologico digitale".

- **Partecipazione di Eni alle attività Extractive Industries Tranparency Initiative (EITI) a livello internazionale e, nell'ambito dei multistakeholder group locali di EITI, a livello locale** per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza;
- **Modello di compliance Integrata:** definisce, per i vari ambiti di compliance, le attività a rischio valutandone, con un approccio preventivo, il livello di rischio, modulando in ottica risk based i controlli e monitorandone nel tempo l'esposizione.

- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance;
- **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework).

- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali.

Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica[8]. I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi prendendo in considerazione anche gli impatti sull'ambiente, su salute e sicurezza, gli impatti sociali e reputazionali. I risultati del risk assessment, inclusi i principali rischi ESG (Environmental, Social and Governance), vengono sottoposti con cadenza semestrale al Collegio Sindacale, al Comitato Controllo e Rischi e al CdA. Nell'attuale contesto, che vede ulteriormente accresciuta l'attenzione mondiale sui cambiamenti climatici e l'affermarsi di trend giurisprudenziali sulla responsabilità civile delle società per cambiamento climatico, il rischio climate change, già top risk, si mantiene rilevante anche alla luce dell'impegno del management a traguardare gli obiettivi di neutralità carbonica in linea con il contenimento della temperatura entro 1,5°C. Nonostante la progressione delle campagne vaccinali contribuisca a mitigare il rischio clinico, i tassi di copertura non omogenei e la diffusione di nuove varianti hanno fatto permanere tra i Top Risk il rischio biologico, valutato sia come rischio sulla salute delle persone sia come rischio sistemico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, Paese e operativi. Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto Legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – top risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.
Per i potenziali effetti della crisi Russia-Ucraina si rinvia al paragrafo Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina della Relazione sulla gestione.
Nel nuovo scenario internazionale, la strategia di Eni è volta a garantire la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico mantenendo tuttavia una netta focalizzazione su una transizione energetica equa e sulla creazione di valore per gli stakeholder. A tal proposito durante il Capital Markets Day del 18 marzo 2022, Eni ha infatti annunciato che intende accelerare il percorso verso le zero emissioni assolute nette Scope 1+2+3 con nuovi obiettivi di riduzione del -35% entro il 2030 e del -80% entro il 2040 rispetto al 2018. Per ulteriori informazioni si veda la sezione Neutralità carbonica al 2050.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHI TRASVERSALI			
	▸ Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo		**DNF -** Neutralità carbonica, pagg. 166-172; Sicurezza, pagg. 179-180; Rispetto per l'ambiente, pagg.180-186.
	▸ Cyber Security	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio cyber security, pagg. 153-154
	▸ Rapporti con gli stakeholder locali	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio Paese, pagg. 134-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 141-143 **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195
	▸ Instabilità politica e sociale e Global security risk	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio Paese, pagg.134-136
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	**CAMBIAMENTO CLIMATICO** *Art. 3.2, commi a) e b)*	▸ **Rischio Climate Change** • rischi connessi alla transizione energetica • rischi fisici	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg 28-33; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 143-144; Rischio climate change, pagg. 136-141 **DNF** - Neutralità carbonica al 2050 (risk management), pagg. 166-172

■ Top risk

(8) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato a pagg. 28-33.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016		EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
ECCELLENZA OPERATIVA	**PERSONE** *Art. 3.2, commi c) e d)*	**Rischio Biologico** ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 141-143; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 143-144; Effetti della pandemia COVID-19, pagg. 97-98 **DNF** - Persone, pagg. 173-178, Sicurezza, pag. 179-180
		Rischi su **salute** e **sicurezza** delle persone: • Infortuni a lavoratori e contrattisti • Incidenti di process safety e asset integrity	■	
		Rischi connessi al **portafoglio competenze**		
	RISPETTO PER L'AMBIENTE *Art. 3.2, commi a), b) e c)*	**Blow out**	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 141-143; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 143-144; Evoluzione della regolamentazione ambientale pagg. 144-148; Rischio idrico pagg. 148-149; Gestione emergenze e spill pagg. 149-150 **DNF** - Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186
		Incidenti di process safety e asset integrity	■	
		Rischio normativo settore energy	■	
		Permitting	■	
		Rischi in materia ambientale (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità)		
	DIRITTI UMANI *Art. 3.2, comma e)*	Rischi connessi alla violazione dei diritti umani (diritti umani nella catena di fornitura, diritti umani nella security, diritti umani nel posto di lavoro, diritti umani nelle comunità locali)		**DNF** - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 186-189
	FORNITORI *Art. 3.1, comma c)*	Rischi connessi alle attività di procurement		**DNF** - Fornitori (gestione dei rischi), pag. 190-191
	TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE *Art. 3.2, comma f)*	Indagini e contenziosi in materia: • Ambiente, salute e sicurezza • Corruzione	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pagg. 153 **RCG** - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-193
		Rischi connessi alla Corporate Governance		
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	**COMUNITÀ** *Art. 3.2, comma d)*	Rischi connessi al local content		**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio Paese, pagg. 134-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 141-143 **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195

■ Top risk

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Eni, consapevole dell'emergenza climatica in atto, vuole essere parte attiva di un percorso virtuoso del settore energetico di contributo alla neutralità carbonica entro il 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso la piena implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board, che Eni ha adottato sin dal 2017, primo anno di rendicontazione utile.

Leadership nella disclosure – La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2021, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, risulta superiore alla media globale attestata sullo score B[9]. Inoltre, nel 2021, TPI[10] ha attribuito ad Eni la massima valutazione relativa alla management quality nella valutazione strategica dei rischi e delle opportunità legate al clima, ed ha riconosciuto, per la prima volta nella valutazione relativa alla carbon performance, l'allineamento dei target emissivi di lungo termine all'obiettivo più ambizioso dell'Accordo di Parigi di limitare l'innalzamento della temperatura media globale a 1,5°C entro la fine del secolo. Nello stesso anno, la ricerca di Carbon Tracker[11] sulle Integrated Energy Companies (IEC) ha collocato Eni prima tra i peer grazie alla completezza della metodologia di contabilizzazione delle emissioni GHG, dei target intermedi di medio-lungo termine e del perimetro di contabilizzazione delle emissioni esteso a tutta la compagnia.

Impegno nelle partnership – Le partnership sono uno degli elementi chiave del percorso di decarbonizzazione di Eni, che da sempre collabora con il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per favorire la transizione energetica. L'AD di Eni siede nello Steering Committee della "Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società Oil & Gas, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Per rafforzare il proprio impegno nella riduzione delle emissioni GHG, OGCI ha comunicato nel 2021 il nuovo target collettivo di Net Zero Operations[12], che si aggiunge ai target di riduzione dell'intensità emissiva GHG e dell'intensità di metano degli asset Upstream, annunciati rispettivamente nel 2020 e nel 2018. Inoltre, è proseguito l'impegno di Eni nel fondo d'investimento congiunto che ha raggiunto oltre 1 miliardo di dollari, finalizzato allo sviluppo di tecnologie per ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e nell'iniziativa CCUS KickStarter, lanciata nel 2019 per promuovere la commercializzazione su larga scala della tecnologia di Cattura, Uso e Stoccaggio della CO_2 (CCUS). Eni promuove inoltre la necessità di omogeneizzare le metodologie utilizzate per il reporting delle emissioni GHG al fine di rendere comparabili le performance e i target di decarbonizzazione del settore Oil & Gas. A tal fine, Eni partecipa al tavolo tecnico della **Science Based Target initiative** (SBTi), per la definizione di linee guida e standard applicabili al settore per stabilire target di decarbonizzazione in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è strutturata secondo le quattro aree tematiche TCFD: Governance, Risk management, Strategia e Metriche e Target. Nel 2021 Eni è stata riconosciuta dalla TCFD[13] come best practice per la disclosure in merito ai potenziali impatti dei rischi connessi al climate change sul proprio portafoglio. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2021 – Neutralità Carbonica al 2050[14]; ulteriori approfondimenti saranno disponibili nella risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2022.

(9) In una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo).
(10) Transition Pathway Initiative, iniziativa globale guidata da investitori che valuta il progresso delle compagnie nella transizione low carbon. Il report pubblicato a novembre 2021 costituisce un aggiornamento della valutazione TPI pubblicata nel 2020.
(11) Think tank finanziario indipendente che da anni conduce analisi per valutare l'impatto della transizione energetica sulle aziende carbon intensive e sui mercati finanziari.
(12) Riferito alle emissioni Scope 1+2 degli asset operati, entro i termini stabiliti dall'Accordo di Parigi.
(13) Guidance on Metrics, Targets, and Transition Plans, pag. 52, TCFD 2021.
(14) Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti.

RACCOMANDAZIONI TCFD		RFA 2021	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2021(*)
		Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario	*Addendum Eni F or - Neutralità Carbonica al 2050*
GOVERNANCE			
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	a) Sorveglianza da parte del CdA	√ Elementi chiave	√
	b) Ruolo della direzione		√
STRATEGIA			
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	a) Rischi e opportunità legati al clima	√ Elementi chiave	√
	b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima		√
	c) Resilienza della strategia		√
RISK MANAGEMENT			
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	a) Processi di individuazione e valutazione	√ Elementi chiave	√
	b) Processi di gestione		√
	c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi		√
METRICHE & TARGET			
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	a) Metriche utilizzate	√ Elementi chiave	√
	b) Emissioni GHG		√
	c) Target		√

(*) Il report verrà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti 2022.

GOVERNANCE

Ruolo del CdA. La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014, il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2021 il CSS ha approfondito in tutte le sedute temi connessi al cambiamento climatico, tra cui l'aggiornamento sulle attività della CFO Taskforce for the SDG, la filiera e le tecnologie dell'idrogeno, la piattaforma Open-es[15], le attività forestry, il carbon pricing, l'impegno di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica, i risultati di Eni negli indici e nei rating ESG (o rating di sostenibilità), le risoluzioni sul clima e le disclosure assembleari dei peer di riferimento con un focus su "Say on climate"[16], gli approfondimenti sulle attività di Carbon Capture and Storage (CCUS) e i diritti umani[17].

A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di breve-medio, lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale. Inoltre, con riferimento alla composizione del Consiglio, si segnala che sulla base dell'autovalutazione condotta, circa l'80% dei Consiglieri ha espresso il proprio giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio – intese in termini di conoscenze, esperienze e competenze (con particolare riguardo ad attività di consulenza, formazione e pubblicazione in campo energetico e ambientale, partecipazione a organismi governativi e non governativi, nazionali e internazionali, che si occupano di tali tematiche) – e sul contributo individuale che i singoli Consiglieri ritengono di apportare al CdA in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica.
È riconosciuto unanimemente l'impegno e il commitment dell'intero Consiglio sui temi della transizione energetica, del cambiamento climatico, della sostenibilità ed ESG, nonché lo specifico supporto del Comitato Sostenibilità e Scenari – in ragione delle sue specifiche funzioni, in termini di qualità e profondità della discussione sia sui temi ESG e della sostenibilità che su quelli

(15) Per maggiori informazioni https://www.openes.io/it.
(16) Say on climate: la campagna "Say On Climate", nata a fine 2020, chiede alle aziende di mettere al voto consultivo dell'assemblea degli azionisti il loro Climate Action Plan.
(17) Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

relativi alla transizione energetica e dei cambiamenti climatici – con spinta a mantenere continuità di formazione e confronto su questi temi, che vengono unanimemente visti in crescita prospettica, insieme ai temi di strategia e di business. Subito dopo la nomina del Consiglio e del Collegio Sindacale è stato realizzato un programma di formazione (cd. "board induction") per amministratori e sindaci che ha riguardato, tra l'altro, tematiche relative al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni. L'esposizione economico-finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit, elaborato sull'ipotesi dell'introduzione di una carbon tax in linea con lo IEA[18] Sustainable Development Scenario (SDS). Dal 2021, lo scenario NZE (Net Zero Emissions) della IEA è incluso tra gli scenari per le valutazioni di portafoglio (cfr. pagine 136-141, par. "Rischio Climate Change"). Infine, il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

Ruolo del management. Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione o attuazione della strategia di neutralità carbonica che si riflette nell'assetto organizzativo di Eni con le due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nella valorizzazione sostenibile del portafoglio Upstream Oil & Gas, nella commercializzazione del gas all'ingrosso, nelle iniziative in ambito Natural Climate Solutions e progetti di stoccaggio della CO_2 ed Energy Evolution, attiva nell'evoluzione dei business di generazione, e nella trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green, anche attraverso la fusione dei business retail e rinnovabili. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima sono parte della pianificazione di lungo termine e gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovraintendere al processo di definizione della strategia climatica Eni e del relativo portafoglio di iniziative, in linea con gli accordi internazionali sul clima. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette quindi anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato sui traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, transizione energetica e all'economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento 2021 (IBT) è strettamente connesso alla strategia aziendale in quanto orientato a misurare il raggiungimento degli obiettivi annuali in coerenza con i nuovi obiettivi di decarbonizzazione di Eni. In particolare, viene utilizzato l'indicatore di riduzione dell'intensità emissiva Upstream su base equity che include le emissioni indirette (c.d. Scope 2) e le attività non operate. A partire dal 2021, il piano IBT include anche l'indicatore di capacità installata incrementale delle fonti rinnovabili, in sostituzione dell'indicatore relativo alle risorse esplorative, a sostegno della strategia relativa alla transizione energetica. Ciascuno di questi indicatori è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

RISK MANAGEMENT

Il processo per identificare e valutare i rischi e le opportunità climate-related è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni sviluppato per assicurare che il management prenda decisioni che tengano conto dei rischi correnti e potenziali, anche di medio e lungo termine, in un'ottica integrata, complessiva e prospettica. Alla luce del legame tra la gestione dei rischi e delle opportunità e gli obiettivi strategici di Eni, il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano quadriennale di Eni, obiettivi e azioni con valenza di de-risking, e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio. Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine. I rischi sono:

- valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio;
- rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

Principali rischi e opportunità. I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando gli aspetti individuati nelle raccomandazioni della TCFD, che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa legale e tecnologica e aspetti reputazionali) sia al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business, includendo valutazioni di rischi e opportunità correlati.

Scenario di mercato. Il panorama energetico mondiale si trova ad affrontare importanti sfide nei prossimi anni, dovendo bilanciare la crescita dei consumi di energia e l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico. Per modellare l'evoluzione del sistema energetico in ragione di tali sfide, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) sviluppa una serie di scenari di riferimento, tra cui lo Stated Policies Scenario (STEPS) e l'Announced Pledges Scenario

(18) International Energy Agency.

(APS)[19] e scenari decarbonizzati che identificano, con una logica backcasting[20], le azioni necessarie al raggiungimento dei principali obiettivi energetici di sviluppo sostenibile (tra cui il pieno accesso all'energia e il contenimento dell'incremento della temperatura media globale). Tra questi, nel Sustainable Development Scenario (SDS), considerato da Eni come principale riferimento per valutare i rischi e le opportunità connessi alla transizione energetica, la domanda globale di energia al 2040 è prevista in calo rispetto ad oggi (-5,3% vs. 2019). Il mix energetico si modificherà a favore delle fonti low carbon, con una quota crescente di nucleare e di fonti intermittenti che passeranno da circa il 2% al 17% nel 2040 e al 26% nel 2050. Le fonti fossili manterranno ancora un ruolo importante nel mix energetico (Oil & Gas pari al 40% del mix nel 2040 vs. 53% nel 2020). In particolare, il gas naturale contribuirà per circa il 20% nel mix energetico sia in virtù del minore impatto ambientale e della maggiore efficienza rispetto agli altri combustibili fossili che delle migliori prospettive future per l'integrazione con le fonti rinnovabili. In tale scenario, sebbene la domanda di petrolio sia prevista scendere in maniera drastica (fino a 47 Mb/g al 2050 vs. 97 Mb/g del 2019), rimane la necessità di investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti, anche se permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario.

Nel 2021 la IEA ha sviluppato, per la prima volta, un percorso volto a traguardare la neutralità carbonica al 2050, in linea con un aumento della temperatura di 1,5°C entro la fine del secolo (NZE2050). Tale percorso si basa su leve come l'elettrificazione, l'efficienza e un cambiamento radicale dei comportamenti da parte dei consumatori che richiedono un cambio immediato del paradigma energetico. Secondo il NZE2050, nei prossimi dieci anni, la riduzione delle emissioni potrà avvenire con tecnologie esistenti e già affermate sul mercato, ma nel 2050 si dovranno anche utilizzare soluzioni che, in questo momento, sono ancora in fase di prototipo o dimostrativo e non ancora diffuse su vasta scala. Al 2040 la domanda energetica globale sarà inferiore rispetto ad oggi (-13% vs. 2019), pur a fronte di un'economia globale prevista raddoppiare e di una popolazione in crescita di 2 miliardi.

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sull'evoluzione del portafoglio di business Eni. In particolare, nel corso della COP26, è stato definito un pacchetto di decisioni (Glasgow Climate Act) che rappresenta un importante passo avanti nelle negoziazioni sul clima. Tra gli elementi più rilevanti, si riconosce l'importanza di limitare l'incremento della temperatura a 1,5°C entro fine secolo rispetto all'epoca preindustriale, e a tal fine è stato definito un obiettivo di riduzione delle emissioni globali di CO_2 del 45% al 2030 vs. 2010, traguardando il net zero "intorno alla metà del secolo". Al contempo, diversi Paesi hanno annunciato impegni di net zero che ad oggi coprono oltre il 90% delle emissioni mondiali. In tale contesto, anche l'UE si è impegnata per il raggiungimento della neutralità carbonica al 2050 e ha innalzato dal 40% al 55% il proprio obiettivo di riduzione delle emissioni GHG al 2030, rendendolo vincolante con la Climate Law approvata a giugno 2021. Lo stesso anno, la Commissione europea ha pubblicato il pacchetto Fit for 55, con cui rivede le principali direttive sul clima in linea con il nuovo obiettivo al 2030, all'interno di una più ampia revisione delle proprie policy climatiche (i.e. regolamento UE sulla tassonomia e hydrogen and decarbonised gas package).

Rischio legale. Alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, tra cui società Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani, nonché per pratiche di cd. "greenwashing"[21]. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change, dei diritti umani e della comunicazione ambientale che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione agli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali.

Evoluzione tecnologica. La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. In tal modo si potrà ambire a una rapida e realistica transizione da uno scenario prevalentemente fossile ad uno a bassa impronta carbonica. Inoltre, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nel campo delle attività bio costituisce una leva chiave per la trasformazione industriale del business Eni. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Reputazione. Campagne mediatiche di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Nel 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato le proprie linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici all'interno delle associazioni di impresa, impegnandosi a verificare periodicamente la coe-

(19) Lo STEPS include tutte le politiche attuate e programmate dai Governi, mentre l'APS considera il raggiungimento nei tempi previsti di tutti gli obiettivi net zero annunciati dai Governi.
(20) Scenario a obiettivo definito.
(21) Per dettagli sui procedimenti si veda a pagg. 298-307 la sezione "Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa".

renza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.

Rischi fisici L'intensificarsi di fenomeni meteoclimatici estremi/cronici nel medio-lungo periodo potrebbe determinare danni ad impianti ed infrastrutture, con conseguente interruzione delle attività industriali ed incremento dei costi di ripristino e manutenzione. Per quanto riguarda i fenomeni estremi, come uragani o tifoni, l'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di alto rischio. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno viene valutata attraverso analisi specifiche, come nel caso degli asset Eni nella zona del Delta del Nilo, dove l'impatto risulta comunque limitato ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare interventi di adattamento per contrastare il fenomeno. Parallelamente all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai Cambiamenti Climatici anche per gli impatti socio-economici e ambientali nei Paesi ove Eni opera. A tal fine, Eni ha finalizzato nel 2021 un progetto dedicato alla valutazione dei principali rischi/opportunità connessi ai Cambiamenti Climatici, svolto in collaborazione con FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei) e IDM (Istituto Di Management) di Pisa, che ha portato all'elaborazione di linee guida e misure che costituiranno un supporto metodologico per l'identificazione e l'attuazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

STRATEGIA E OBIETTIVI

Consapevole dell'emergenza climatica in atto, Eni vuole essere parte attiva del percorso di transizione del settore energetico con una strategia di lungo termine che traguarderà la neutralità carbonica nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Nel 2022 Eni ha accelerato la propria strategia di trasformazione che farà leva sull'integrazione di tecnologie, nuovi modelli di business e stretta collaborazione con gli stakeholder per sviluppare un'offerta sempre più ampia di soluzioni decarbonizzate per i propri clienti. Il percorso di decarbonizzazione di Eni verso il net zero al 2050 si declina attraverso chiari obiettivi inclusivi di tutte le emissioni GHG Scope 1+2+3, integrati e rafforzati da nuovi target di breve e medio termine che confermano l'impegno di Eni ad allineare ulteriormente la traiettoria di riduzione agli scenari 1,5°C:

- -35% delle Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) @2030 vs. 2018, -55% @2035 e -80% @2040;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -50% @2040;
- Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2) @2030, con nuovo target di riduzione del 65% @2025 vs. 2018;
- Net Zero Carbon Fooprint Eni (Scope 1+2) anticipato al 2035, con nuovo target di riduzione del 40% @2025 vs. 2018.

Le emissioni residue verranno compensate attraverso offset, principalmente da Natural Climate Solutions, che contribuiranno per circa il 5% della riduzione complessiva delle emissioni di filiera al 2050.

Gli obiettivi di decarbonizzazione di Eni sono infatti sostenuti da un piano di trasformazione industriale progettato su soluzioni concrete ed economicamente fattibili, trainate da soluzioni tecnologiche già disponibili:

- riduzione della produzione di idrocarburi nel medio termine, con crescita progressiva della componente gas, che traguarderà più del 90% al 2050;
- conversione della raffinazione tradizionale attraverso hub di economia circolare, con incremento della capacità di raffinazione "bio" a 6 milioni di tonnellate entro il 2035, palm oil free a partire dal 2023;
- progressivo incremento dell'offerta di elettricità green di Plenitude nell'ambito di una crescita della base clienti a 15 milioni con oltre 15 GW di capacità rinnovabile installata entro il 2030, per arrivare a 60 GW al 2050;
- sviluppo di business per la mobilità sostenibile con 30.000 punti di ricarica EV al 2025 e circa 160.000 al 2050;
- progressivo aumento della produzione di nuovi vettori energetici, tra cui idrogeno, che contribuirà per circa 4MTPA dal 2050, e fusione magnetica, con il primo impianto operativo atteso tra 10 anni;
- sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO_2 per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi, arrivando ad una capacità di stoccaggio di oltre 50 $MtCO_2$ nel 2050.

L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti totalmente decarbonizzati sarà supportata da una progressiva crescita della quota di investimenti dedicati a nuove soluzioni energetiche e servizi, che raggiungerà il 30% degli investimenti complessivi nel 2025, il 60% nel 2030 e fino all'80% nel 2040. In dieci anni, queste attività genereranno un Free Cash Flow positivo e raggiungeranno il 75% di contributo al flusso di cassa del gruppo dal 2040. Eni ha pianificato per il prossimo quadriennio 2022-25 investimenti in decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili pari a circa €9,7 miliardi, incluse le attività di ricerca scientifica e tecnologica di supporto. Eni si impegna inoltre ad allineare i piani e le decisioni di investimento alla strategia di decarbonizzazione, riducendo progressivamente la quota di spesa dedicata alle attività O&G, selezionando i progetti di investimento secondo rigide soglie emissive ed eliminando gradualmente gli investimenti in attività o prodotti "unabated" come condizione necessaria per raggiungere la neutralità carbonica entro la metà del secolo.

Il piano di decarbonizzazione è integrato nella strategia di finanziamento di Eni, che allinea sostenibilità economica ed ambientale, e ha visto nel 2021 l'emissione del primo sustainability-linked bond del settore O&G, il cui tasso d'interesse è connesso agli obiettivi di transizione energetica annunciati dall'azienda.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Eni è storicamente impegnata nella riduzione delle proprie emissioni GHG dirette ed è stata tra i primi del settore a definire, a partire dal 2016, una serie di obiettivi volti a migliorare le performance

relative alle emissioni GHG degli asset operati, con indicatori specifici che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera. A questi si sono aggiunti nel 2020 gli indicatori contabilizzati su base equity, che fanno riferimento ad una metodologia di contabilizzazione GHG distintiva che considera tutti i prodotti energetici gestiti dai vari business Eni, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera (Scope 1+2+3), secondo un approccio well-to-wheel. Gli indicatori risultanti tracciano così il percorso di Eni verso la neutralità carbonica sia in termini assoluti (Net GHG Lifecycle Emisisons) che di intensità (Net Carbon Intensity).
Di seguito sono riportate le performance degli **indicatori relativi ai target di medio lungo termine**.

Net Zero GHG Lifecycle Emissions al 2050: l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle attività e i prodotti energetici venduti da Eni, lungo la loro catena del valore e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2021 è in aumento principalmente in relazione alla ripresa delle attività in seguito ad emergenza sanitaria e maggiori vendite di prodotti Oil & Gas retail.

Net Zero Carbon Intensity al 2050: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi. Nel 2021 si riduce del 2% rispetto al 2020 grazie all'aumento del gas nel mix energetico e il ruolo degli offset.

Tali metriche sono integrate da specifici indicatori per il monitoraggio delle emissioni operative:

Net Zero Carbon Footprint Upstream al 2030: l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 provenienti dagli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2021 l'indicatore è sostanzialmente stabile in quanto il lieve aumento di emissioni è stato bilanciato dalla maggiore compensazione tramite crediti forestali per 2 $MtCO_2eq$.

Net Zero Carbon Footprint Eni al 2035: l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 dalle attività operate da Eni e da terzi, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2021 l'indicatore è sostanzialmente stabile in quanto il lieve aumento di emissioni è stato bilanciato dalla maggiore compensazione tramite crediti forestali per 2 $MtCO_2eq$.

Con riferimento specifico agli **obiettivi di decarbonizzazione di breve termine,** definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2021 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014: l'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette Scope 1 e produzione lorda operata, nel 2021 risulta sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente. L'andamento dell'indice è correlato ad un aumento delle emissioni principalmente legato a shutdown di emergenza in Nigeria ed Angola e la ripresa delle attività onshore in Libia, parzialmente compensato dalla riduzione delle emissioni fuggitive ed una generale ottimizzazione dei consumi. Nel 2021 l'indice ha registrato un valore pari a 20,2 tonCO_2eq./mgl boe, in aumento dell'1% rispetto al 2020. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 25% ed in linea con l'obiettivo al 2025.

Zero gas flaring di routine entro il 2025 negli asset upstream: nel 2021 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine sono stati pari a 1,16 miliardi di Sm^3, in aumento del 12% rispetto al 2020, principalmente a causa della ripresa delle attività presso gli impianti di Abu-Attifel ed El Feel in Libia, rimasti fermi per quasi tutto il 2020. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è del 31%, in linea con l'obiettivo al 2025.

Riduzione delle fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014: nel 2021 le emissioni fuggitive di metano upstream sono risultate pari a 9,2 $ktCH_4$, in riduzione del 18% rispetto al 2020 grazie al monitoraggio e le manutenzioni effettuate nell'ambito delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair – LDAR) che vengono svolte con cadenza periodica. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 92%, confermando il raggiungimento già a partire dal 2019 del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.

Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienz operativa: il target estende l'impegno di riduzione GHG (Scope 1 e Scope 2) a tutte le aree di business con un indice complessivo Eni che nel 2021 è stato pari a circa 32 tonCO_2eq./mgl boe, in lieve aumento rispetto al 2020, principalmente in virtù della ripresa delle attività, non ancora a regime. Questo effetto è stato parzialmente controbilanciato dai progetti di efficienza energetica avviati o andati a regime nel corso dell'anno.

Nel 2021 Eni ha proseguito il proprio piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (€10 mln) sia in progetti di sviluppo e revamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività.

Complessivamente, **le emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni** nel 2021 sono state pari a 40,1 mln ton CO_2eq., in aumento del 6% rispetto al 2020 principalmente per effetto della ripresa delle attività nei settori upstream e trasporto gas, power e chimica.

Il business delle Rinnovabili nel 2021 è cresciuto in misura significativa, raggiungendo una capacità installata da fonti rinnovabili pari a 1.188 MW (più che triplicando il risultato del 2020). Tale accelerazione, ottenuta principalmente a seguito

delle recenti acquisizioni in Europa e negli Stati Uniti, è stata compiuta anche nella più ampia ottica di integrazione con il business retail di Plenitude, al fine di sfruttare tutte le possibili sinergie tra i due business.
La produzione di energia rinnovabile ha raggiunto i 1.166 GWh (circa triplicando il risultato del 2020), per la maggiore capacità installata (in particolare grazie alle recenti acquisizioni di impianti in Europa e Stati Uniti). Rispetto al 2020 la produzione di biocarburanti è in flessione a causa di fermate presso la bioraffineria di Venezia e di un contesto di scenario meno favorevole.
Per il 2021 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €177 milioni, di cui circa 114 destinati al percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bioraffinazione, chimica verde, produzione di energia da fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

INDICATORI RELATIVI AI TARGET DI MEDIO LUNGO TERMINE[22]

		2021	2020	2019	Obiettivo
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)	(milioni tonnellate di CO_2eq.)	**11,0**	11,4	14,8	UPS Net zero 2030
Net carbon footprint Eni (Scope 1+2)		**33,6**	33,0	37,6	ENI Net zero 2035
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)		**456**	439	501	Net zero 2050
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)	(gCO_2eq./MJ)	**67**	68	68	Net zero 2050
Capacità installata da fonti rinnovabili[(a)]	MW	**1.188**	351	190	60 GW 2050
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	**1,10**	1,11	1,11	6 milioni di tonnellate/anno al 2035

(a) Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude. I valori del 2020 e 2019 sono stati adeguatamente riesposti.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021		2020	2019
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**40,08**	*25,24*	37,76	41,20
di cui: CO_2 equivalente da combustione e da processo		**30,58**	*21,87*	29,70	32,27
di cui: CO_2 equivalente da flaring[(a)]		**7,14**	*3,0*	6,13	6,49
di cui: CO_2 equivalente da venting		**2,12**	*0,24*	1,64	1,88
di cui: CO_2 equivalente da emissioni fuggitive di metano		**0,24**	*0,12*	0,29	0,56
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO_2eq./migliaia boe)	**31,95**	*46,12*	31,64	31,41
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		**20,19**	*23,12*	19,98	19,58
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO_2eq./kWheq)	**379,6**	*379,4*	391,4	394
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2eq./migliaia di tonnellate)	**228**	*228*	248	248
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	**9,2**	*4,5*	11,2	21,9
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm^3)	**2,2**	*1,1*	1,8	1,9
di cui: di routine		**1,2**	*0,4*	1,0	1,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**0,81**	*0,70*	0,73	0,69
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti[(b)]		**176**	*N/A*	185	204
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili[(c)]	(GWh)	**1.166**	*880*	393	61
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	**1,45**	*N/A*	1,52	1,39
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	**0,16**	*0,16*	0,17	0,17
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	**116,4**	*116,4*	124,8	112,7
Spesa in R&S	(milioni di euro)	**177**	*177*	157	194
di cui: relative alla decarbonizzazione		**114**	*114*	74	102
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	**30**	*30*	25	34
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		**11**	*11*	7	15
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	**585**	*585*	622	256

Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.
(a) A partire dal 2020 l'indicatore include tutte le emissioni Eni derivanti da flaring, aggregando anche i contributi di Refining & Marketing e Chimica, che fino al 2019 sono contabilizzati nella categoria combustione e processo.
(b) Categoria 11 del GHG Protocol – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.
(c) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude. I valori del 2020 e 2019 sono stati adeguatamente riesposti.

(22) Indicatori contabilizzati su base equity.

ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni ambito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'attenzione alla trasparenza, alla lotta alla corruzione.

Persone

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business e del mercato del lavoro, i nuovi indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici comportano un importante impegno per accrescere nel tempo il valore del capitale umano attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie. L'impegno di Eni sui diritti umani ha inoltre previsto anche uno strumento di verifica del presidio dei diritti umani sul posto di lavoro (si veda capitolo "Diritti umani").

LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

L'approccio di Eni alla Diversity & Inclusion (D&I) è basato non solo sui principi fondamentali di non discriminazione e pari opportunità ma sull'impegno attivo nel creare un ambiente di lavoro nel quale differenti caratteristiche o orientamenti personali e culturali siano considerati una fonte di arricchimento reciproco e un elemento irrinunciabile della sostenibilità del business. Eni assicura che tutte le sue persone siano trattate con equità indipendentemente da qualsiasi differenza di genere, religione, nazionalità, opinione politica, orientamento sessuale, status sociale, abilità fisiche, condizioni mediche, condizioni familiari ed età e ogni altro aspetto non rilevante; inoltre, Eni mira a stabilire relazioni lavorative libere da ogni forma di discriminazione, richiedendo che simili valori vengano adottati anche da tutte le terze parti che collaborano con Eni. La diversità è infatti una risorsa da salvaguardare e valorizzare sia in azienda che in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni, tra cui fornitori, partner commerciali ed industriali, come sottolineato dalla propria mission e dal Codice Etico. Per sviluppare la strategia aziendale in materia di D&I e coordinare il portfolio di iniziative, nel 2021 è stata formalizzata un'unità dedicata alle tematiche di D&I. Per identificare gli obiettivi prioritari in materia sono state attivate iniziative di ascolto sia del top management (D&I come leva strategica per gli obiettivi di business) sia delle persone Eni (survey, focus group e attivazione di un canale di comunicazione diretto con le persone interessate) per recepire segnali di attenzione e riflessioni in materia D&I. Sono inoltre proseguite le attività per l'inclusione e la valorizzazione e lo sviluppo delle diversità in azienda, in particolare Eni promuove lo scambio professionale trasversale attraverso svariati processi, tra cui anche la mobilità geografica, come esperienza importante nel percorso di crescita personale. Il consolidamento negli anni dei processi di inserimento dei neoassunti, affiancamento, training e di condivisione delle competenze e delle best practice con il personale locale ha garantito, in questi ultimi anni caratterizzati da molti rientri in sede e pochi espatri, continuità nelle attività operative. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attraction dei talenti femminili, a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (es. Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali[23] con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Tali attività sono continuate nel corso dell'anno attraverso la "dematerializzazione" di eventi e incontri che ha permesso di raggiungere luoghi, persone e realtà ad oggi inaccessibili, abbattendo barriere linguistiche e geografiche.

Per quanto riguarda le politiche retributive per i dipendenti Eni, queste sono definite secondo un modello integrato a livello globale e promuovono una progressione retributiva collegata esclusivamente a criteri meritocratici riferiti alle competenze espresse nel ruolo ricoperto, alle performance conseguite e ai riferimenti del mercato retributivo locale. Allo scopo di verificare l'attuazione di tali politiche, dal 2011, Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella

(23) Progetto Inspiring Girls – Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D – Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla presidenza italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri italiana; Comitato Interaziendale STEM - per proporre un piano di azioni a complemento dell'attuazione del Manifesto; Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa; Fondazione Mondo Digitale; WEF - World Economic Forum; ERT - European Round Table.

maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni (pay ratio totale Italia donne vs. uomini pari a 101 per la retribuzione fissa e 98 per la retribuzione totale). Inoltre, in relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2022). Relativamente alla gestione professionale delle proprie risorse, Eni ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job rotation e strumenti di sviluppo. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review, il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati e i processi di valutazione delle soft skills. Anche il 2021 ha visto un cauto contenimento delle iniziative di mobilità soprattutto internazionali, ma i percorsi di crescita e sviluppo interni sono comunque proseguiti, sostenuti in modalità a distanza. Nel 2021, il processo di valutazione delle performance e della management review ha coperto il 94% mentre le attività di valutazione del potenziale il 100% del totale programmato con un trend globale in miglioramento (+5 p.p. vs. 2020); sono stati, inoltre, valutati le capacità e comportamenti di dirigenti e quadri tramite la metodologia del Management Appraisal.

FORMAZIONE

Anche nel 2021 l'impegno delle attività formative è proseguito con un focus sulla transizione e l'evoluzione strategica e di business. Infatti, per sostenere il processo di trasformazione aziendale è continuato il processo di riqualificazione attraverso iniziative di upskilling e reskilling (nel 2021, ad esempio, è stato presentato al Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali un progetto formativo legato al Contratto di Espansione composto di vari percorsi formativi) per integrare nuove competenze sia professionali che comportamentali necessarie per l'evoluzione dei business, o per le sfide poste dall'evoluzione tecnologica e dal mercato del lavoro. Al fine di supportare le persone per contribuire al meglio alla profonda trasformazione di business, nel 2021 sono state messe a punto due nuove iniziative formative: un percorso sulla leadership rivolto ai responsabili e ai team leader, l'altra aperta a tutte le persone Eni con l'utilizzo di una Web App. Anche le iniziative formative HSE rimangono delle priorità per Eni attraverso la puntuale erogazione della formazione obbligatoria e l'erogazione di ulteriori interventi formativi HSE a supporto del Business. Inoltre, a maggio del 2021 è nata la nuova piattaforma digitale MyChange, come strumento di supporto alle persone Eni per il cambiamento in atto, in cui vengono approfondite tematiche quali la Mission Eni, la Transizione Energetica, i Sustainable Development Goals, la Diversity & Inclusion ed altro.

RELAZIONI INDUSTRIALI

Nel dicembre del 2020 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali nazionali il protocollo INSIEME "Modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica". Con tale protocollo Eni e le organizzazioni sindacali hanno reputato di crescente importanza accelerare il percorso di transizione energetica e condiviso che tale percorso richiederà una condivisione trasparente delle informazioni, degli obiettivi e delle iniziative e per tale ragione hanno ritenuto che un sistema di relazioni industriali ancora più efficace e partecipativo sia necessario per accompagnare i processi di trasformazione che combinino la sostenibilità economica con i principi di sostenibilità ambientale e sociale. Nell'aprile 2021 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali presso il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, il contratto di espansione che ha consentito di favorire il ricambio generazionale, con l'introduzione di nuove competenze e nuovi mestieri, la realizzazione di un importante investimento per la formazione e riqualificazione delle persone Eni, a conferma della grande rilevanza strategica che la società attribuisce alle competenze. Nell'ottobre 2021 è stato sottoscritto il nuovo accordo per lo smart working in Italia. Con tale accordo è stato rafforzato lo smart working di tipo organizzativo (prevedendo 8 giorni/mese per le sedi uffici e 4 giorni/mese per i siti operativi) con l'aggiunta di nuove tipologie di smart working a supporto del welfare aziendale (descritte nel paragrafo seguente). Nell'accordo è assicurato il diritto alla disconnessione, quale diritto fondamentale del lavoratore, introducendo precisi standard e misure di base da rispettare per il lavoro da remoto al fine di supportare il corretto bilanciamento tra vita lavorativa e vita privata ed evitare effetti negativi che l'utilizzo prolungato degli strumenti digitali può determinare sulla salute e benessere e sono stati garantiti i diritti sindacali anche operando da remoto, rafforzando anche le misure a tutela della sicurezza delle persone.
A dicembre 2021, si sono svolti gli incontri di relazioni industriali internazionali e il 24° incontro del CAE dei dipendenti Eni, l'Osservatorio Europeo per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente e l'incontro annuale previsto dall'Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa sui temi della sostenibilità, della decarbonizzazione, della salute e sicurezza dei lavoratori e con un focus al tema della diversità & inclusione, per la valorizzazione delle diversità, quale elemento di arricchimento delle esperienze nel contesto sociale e lavorativo. Nel corso dell'incontro è stato inoltre firmato l'Accordo per l'integrazione nel GFA – Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale di Impresa – della Convenzione ILO n.°190 e della Raccomandazione ILO n.°206 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro.

WELFARE AZIENDALE E WORKLIFE BALANCE

Nonostante il difficile contesto, nel 2021 è stata garantita continuità ai servizi alle persone e una modalità di organiz-

zazione delle iniziative sicura e nel rispetto delle normative. Nell'accordo 2021 sullo smart working, descritto nel paragrafo precedente, sono state introdotte nuove tipologie di smart working che possono essere richieste dalle persone in Eni a sostegno della genitorialità, della disabilità e che garantiscono in generale maggiore attenzione alle esigenze dei dipendenti nelle diverse fasi della vita: smart working rosa a supporto delle gestanti, smart working welcome kid per madri e padri, smart working neogenitoriale fino a 3 anni di età dei bambini, smart working summer kid a sostegno della gestione dei figli nei periodi di chiusura scolastica e smart working a tutela della salute propria o dei figli. Infine, sempre relativamente alla genitorialità, in tutti i Paesi di presenza, Eni ha continuato a riconoscere: 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori, 14 settimane minime di congedo per il primary carer come da convenzione ILO e il pagamento di un'indennità pari ad almeno i 2/3 della retribuzione percepita nel periodo antecedente. Sono stati inoltre riproposti i percorsi formativi/informativi dedicati ai genitori per supportarli nella comprensione di un contesto in costante ridefinizione e confermato il servizio di fragibilità, che attraverso un contact center fornisce un supporto ai caregiver per orientarsi e gestire problematiche collegate alla gestione di familiari anziani o non autosufficienti e per la presa in carico di bambini e ragazzi con disturbi specifici dell'apprendimento. Anche nel 2021 Eni ha garantito il supporto ai lavoratori genitori offrendo il servizio di nido scuola mettendo in atto tutte le azioni volte a mitigare il rischio di contagio e tutelare la sicurezza e l'organizzazione dei soggiorni estivi con una proposta rivista per assicurare la massima tutela dei partecipanti senza intaccare la qualità delle proposte.

SALUTE

Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera (si veda capitolo "Alleanze per lo sviluppo"). L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, attività di valutazione degli impatti delle operazioni aziendali sulla salute delle comunità, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. La strategia di Eni per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi salute, a: (i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni; rafforzare gli interventi a favore delle comunità; potenziare i presidi emergenziali a supporto di situazioni di fragilità create o aggravate dalla pandemia; (ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate a valle della valutazione del rischio e degli impatti in ambito sanitario; (iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche in considerazione dei rischi inerenti ai nuovi progetti, ai processi industriali e delle risultanze delle attività di igiene industriale; (iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari. Nel 2021 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione per promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi. Tra le iniziative avviate nell'anno, inoltre, si evidenziano quelle mirate a supportare il benessere psicosociale delle persone Eni con lo scopo di creare un ambiente attento alla qualità della vita, dentro e fuori dall'azienda: dal 1° febbraio è stato avviato un servizio, attivo 24 ore su 24, 7 giorni su 7, di ascolto psicologico dedicato alle persone Eni sia in Italia che all'estero; dal 27 novembre, in concomitanza con la giornata internazionale contro la violenza di genere, è stato attivato un servizio di consulenza per le persone vittime di violenza o di molestie di genere. Nel critico contesto sanitario mondiale, Eni ha messo in campo una serie di interventi di prevenzione e assistenza per supportare coloro che in prima linea hanno gestito l'emergenza sanitaria e le strutture sanitarie locali, anche grazie alle numerose esperienze in progetti sanitari maturate di risposta a eventi epidemici nel mondo[24]. Infatti, il centro di competenza Eni per la gestione delle emergenze sanitarie ha supportato le unità di business attraverso: (i) aggiornamenti epidemiologici e nuove linee guida emesse da organi internazionali; (ii) misure di igiene ai fini della prevenzione e del contenimento di outbreak ed epidemie/pandemie; (iii) best practice cliniche e di gestione dei flussi di assistenza, vaccinazioni e raccomandazioni per la travel medicine; (iv) supporto nella definizione di specifiche tecniche per i servizi collegati alla risposta alle emergenze.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

OCCUPAZIONE E DIVERSITY

Overview - L'occupazione complessiva è pari a 31.888 persone di cui 20.632 in Italia (64,7% dell'occupazione) e 11.256 all'estero (35,3% dell'occupazione). Nel 2021 l'occupazione a livello mondo cresce di 1.113 persone rispetto al 2020, pari al +3,6%, con una riduzione in Italia (-538 dipendenti) e una crescita

(24) Per le iniziative in tema salute realizzate a favore della comunità locale in Italia e all'estero si veda il capitolo Alleanze per lo sviluppo a pagg. 194-195.

all'estero (+1.651 dipendenti). La crescita dell'occupazione è collegata ai piani di sviluppo di Eni nell'ambito delle iniziative a supporto della transizione energetica anche attraverso l'acquisizione di nuove società operanti nei settori di energia a fonti rinnovabili ed economia circolare. Nonostante la discontinuità del mercato dell'energia, Eni ha continuato a perseguire i suoi obiettivi di diversity: nel 2021, la presenza femminile ha registrato un incremento rilevante di 1,6 punti percentuali vs. il 2020 con una contestuale crescita anche nelle posizioni di responsabilità (0,7 punti percentuali verso il 2020).

Assunzioni - Complessivamente, nel 2021 sono state effettuate 1.305 assunzioni di cui 967 con contratti a tempo indeterminato. Circa l'81%[25] delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 58% ha riguardato la DG Energy Evolution (totale 754 di cui 612 a tempo indeterminato e 142 a tempo determinato), il 30% ha riguardato la Direzione Natural Resources (totale 389 di cui 233 a tempo indeterminato e 156 a tempo determinato) e il rimanente 12% Support Function (totale 162 di cui 122 a tempo indeterminato e 40 a tempo determinato).

Risoluzioni - Sono state effettuate 2.517 risoluzioni (1.694 in Italia e 823 all'estero) di cui 2.275 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato[26], con un'incidenza di personale femminile pari al 27%. Il 25%[25] dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2021 aveva età inferiore a 50 anni. Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze, si rileva anche dall'andamento del tasso di turnover che registra nel 2021 la misura più importante degli ultimi 3 anni (2019: 9,8%, 2020: 6,1%; 2021: 10,5%).

Diversity & Inclusion - Nel 2021 la percentuale del personale femminile cresce di 1,6 punti % vs. il 2020 e si attesta al 26,2%, così suddivise per qualifica: 16,7% dei dirigenti, 28,5% dei quadri, 30,1% degli impiegati, 14,7% degli operai. La percentuale complessiva di donne negli organi di controllo delle società controllate è aumentata al 43% (37% nel 2020), mentre è in lieve flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione delle società controllate che nel 2021 si attesta al 24% (26% nel 2020). Nel 2021, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 27,3% rispetto al 26,6% registrato nel 2020, su un totale di donne pari al 26,22% dell'occupazione complessiva. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne. Le assunzioni a tempo indeterminato di donne nel 2021 sono complessivamente 314 su 967 totali pari al 32,46%, in lieve calo vs. 2020 (ca. -2 p.p.). Il motivo di tale leggera flessione è ascrivibile, in via prioritaria, al piano straordinario degli esodi 2021 effettuato in Italia attraverso il contratto di espansione che ha favorito le uscite di personale femminile unitamente ad un inserimento mirato ed estremamente selettivo di risorse da mercato esterno con priorità su settori di business e attività critiche (es. asset integrity, attività operative, ecc.). Negli ultimi anni ca. il 20% delle risorse che occupano posizione di responsabilità sono non italiani, con un aumento di 2 p.p. nel 2021 rispetto al 2020; questo aumento rientra nell'ambito di percorsi di sviluppo professionale che prevedono periodi di attività nelle sedi Eni in Italia o in Paesi diversi da quello d'origine. La popolazione Eni è composta da 108 nazionalità diverse.

Occupazione in Italia - In Italia sono state effettuate 596 assunzioni di cui 460 a tempo indeterminato (32,4% donne). La riduzione dell'occupazione di -538 unità (-3%), effettuata attraverso un piano straordinario di uscite, unitamente ad un selettivo e puntuale piano di turnover, ha consentito di incrementare del 4% la popolazione under 30 a favore di una riduzione delle fasce di età senior: la popolazione over 50 si è ridotta dell'1,5%. Sempre in Italia, nel 2021 si registrano 1.694 risoluzioni, di cui 1.658 a tempo indeterminato (di cui il 26% di donne). Complessivamente in Italia si registra a fine 2021 un rapporto di sostituzione tra nuove assunzioni e risoluzioni di ca. 1:3,6 (1 ingresso a fronte di 3,6 uscite).

Occupazione all'estero - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'86% nell'ultimo triennio il che conferma l'attenzione di Eni al local content attraverso il coinvolgimento delle comunità locali sulle attività operative nei singoli Paesi. Il ricorso al personale espatriato è limitato a particolari professionalità e competenze difficilmente disponibili nel Paese di riferimento. All'estero nel 2021, sono state effettuate 709 assunzioni di cui 507 a tempo indeterminato (di cui il 32,5% di donne). La popolazione dei dipendenti con età inferiore a 30 anni è raddoppiata (anche in considerazione dell'acquisizione di Finproject). Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a -114 (+709 assunzioni e -823 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile anche a risoluzioni contrattuali di risorse internazionali impiegate nel business E&P. Sono stati risolti 823 rapporti di lavoro di cui 617 a tempo indeterminato. Di questi, il 40%[25] ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40, e il 29%[25] ha riguardato personale femminile. All'estero, si registra una crescita di 1.651 (+17,2%) rispetto all'anno precedente principalmente riferito a +1.624 risorse locali (+19,5%), espatriati italiani +24 (+2,5%) a fronte di una stabilità degli espatriati internazionali +3 (+1%).

(25) Dati non inclusivi del gruppo Finproject acquisito nel corso del IV trimestre 2021.
(26) Di cui circa il 68% per pensionamenti e il 26% per dimissioni.

La crescita del personale locale è dovuta principalmente alle operazioni straordinarie di M&A. All'estero operano complessivamente 1.305 espatriati (di cui 992 italiani e 313 espatriati internazionali).

Occupazione per linea di business - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 35%, il settore della chimica che si è rinforzata sia nei Paesi con attività tradizionali (es. Francia, UK, Ungheria) sia in Paesi con attività nuove (es. Messico, India, Romania, Vietnam). Il potenziamento ha riguardato inoltre le aree di business Retail G&P (Francia e Grecia) e GT/R&M (UK, Germania ed Ecuador), che hanno ulteriormente consolidato il loro assetto delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato principalmente i business Upstream (30%), Chimica (24%) e GT/R&M (18%).

Età media - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,1 anni (46,4 in Italia e 42,8 all'estero): 49,3 anni (50,1 in Italia e 47,2 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,4 anni (45,5 in Italia e 42,3 all'estero) per impiegati e 41,9 anni (40,7 in Italia e 43,9 all'estero) per il personale operaio.

RELAZIONI INDUSTRIALI

In Italia il 100% dei dipendenti è coperto da contrattazione collettiva in virtù delle normative vigenti. All'estero, in relazione alle specifiche normative operanti nei singoli Paesi di presenza, tale percentuale si attesta al 41,6%. Nei Paesi in cui i dipendenti non sono coperti da contrattazione collettiva, Eni assicura in ogni caso il pieno rispetto della legislazione internazionale e locale applicabile al rapporto di lavoro nonché alcuni più elevati standard di tutela garantiti da Eni in tutto il gruppo attraverso l'applicazione di proprie policies aziendali worldwide.

FORMAZIONE

Il 2021, in continuità con il 2020, ha visto ancora una forte predominanza di formazione a distanza rispetto a quella in aula per proseguire la gestione dell'emergenza pandemica (il 67% come il 2020). Le ore di formazione complessive si sono attestate allo stesso valore del 2020 (-0,3%) con una spesa media in crescita che risente di un aumento dei percorsi formativi progettati per i Business per rispondere anche alle esigenze del Contratto di Espansione.

SALUTE

Nel 2021, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 379.481, di cui 261.618 a favore di dipendenti, 43.835 a favore di familiari, 70.970 a favore di contrattisti e 3.058 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2021 è pari a 158.784, di cui 85.776 dipendenti, 58.031 contrattisti e 14.977 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2021 si registrano 30 denunce, di cui 7 riguardanti personale attualmente impiegato e 23 relative ad ex dipendenti. Delle 30 denunce di malattia professionale presentate nel 2021, 4 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).
Infine, nel 2021, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 10 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 7 come studi preliminari integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment) e 3 come integrati ESHIA.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
Dipendenti[a]	(numero)	**31.888**	30.775	31.321
Donne		**8.360**	7.559	7.590
Italia		**20.632**	21.170	21.078
Estero		**11.256**	9.605	10.243
Africa		**3.189**	3.143	3.371
Americhe		**1.731**	925	1.005
Asia		**2.786**	2.432	2.662
Australia e Oceania		**88**	87	88
Resto d'Europa		**3.462**	3.018	3.117
Under 30[b]		**2.587**	2.037	2.315
30-50[b]		**17.302**	17.225	16.646
Over 50[b]		**11.999**	11.513	12.360
Dipendenti all'estero locali	(%)	**88**	87	81
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti	(numero)	**966**	965	1.021
Quadri		**9.113**	9.172	9.387
Impiegati		**15.554**	15.941	16.050
Operai		**6.255**	4.697	4.863
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		**15.583**	15.345	15.375
Diploma		**13.564**	12.826	13.184
Licenza media		**2.741**	2.604	2.762
Dipendenti a tempo indeterminato[c]		**31.111**	30.165	30.571
Dipendenti a tempo determinato[c]		**777**	610	750
Dipendenti full-time		**31.423**	30.290	30.785
Dipendenti part-time[d]		**465**	485	536
Assunzioni a tempo indeterminato		**967**	607	1.855
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		**2.275**	1.323	1.198
Tasso di Turnover[e]	(%)	**10,5**	6,1	9,8
Dirigenti e quadri locali all'estero		**18,03**	19,13	16,65
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		**20,6**	18,6	17,3
Anzianità lavorativa				
Dirigenti	(anni)	**22,77**	23,21	22,78
Quadri		**19,59**	20,40	20,00
Impiegati		**16,56**	17,03	16,73
Operai		**13,23**	14,15	13,55
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	**24**	26	29
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni[f]		**43**	37	37
Ore di formazione	(numero)	**1.037.325**	1.040.119	1.362.182
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale[g]:		**33,8**	33,3	43,6
Dirigenti		**34,7**	28,3	51,0
Quadri		**35,7**	31,8	42,0
Impiegati		**32,8**	35,9	43,9
Operai		**33,9**	28,4	44,3
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time[g]	(€)	**895,8**	716,1	1.070,8
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	**81,6**	83,40	83,03
Italia		**100**	100	100
Estero		**41,6**	41,78	40,91
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	**30**	28	73
Dipendenti		**7**	7	9
Precedentemente impiegati		**23**	21	64

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda pag. 18), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.
(b) I valori del 2020 e 2019 sono stati adeguatamente riesposti per ottemperare alla richiesta del GRI 405-1 relativa al cambiamento delle fasce d'età.
(c) Al netto delle operazioni straordinarie di M&A, la suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.
(d) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (5% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.
(e) Rapporto tra il numero delle Assunzioni + Risoluzioni dei contratti a Tempo Indeterminato e l'occupazione a Ruolo a Tempo Indeterminato dell'anno precedente.
(f) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.
(g) Il dato 2020 è stato aggiornato a causa di un errore nella formula utilizzata per il calcolo.

Sicurezza

Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli e strumenti per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento degli incidenti. Nel 2021 sono stati promossi diversi progetti ed iniziative focalizzati principalmente sulle seguenti tematiche: i) sicurezza comportamentale e Fattore Umano, con l'applicazione presso i siti operativi di una metodologia Eni (THEME), sviluppata in collaborazione con l'Università di Bologna, per identificare e analizzare i comportamenti e le abitudini errate, comprese le componenti culturali ed organizzative, che caratterizzano e influenzano l'agire dei lavoratori, e rafforzare il ruolo dell'uomo come agente attivo e prima barriera nel prevenire ogni evento incidentale; ii) Digital Safety, attraverso la realizzazione di strumenti digitali per promuovere la cultura HSE, facilitare le attività in campo e supportare l'analisi e il reporting dei rischi HSE; iii) Process Safety Fundamental, diffusione capillare, attraverso sessioni di approfondimento dedicate a dipendenti e contrattisti, delle 10 regole Eni sulla sicurezza dei processi e degli asset. Oltre a queste attività innovative, Eni ha continuato a porre particolare attenzione al rafforzamento della sicurezza delle attività presso i **siti operativi,** uniformando in appositi strumenti normativi, validi per tutte le realtà di Eni, i principi di base da applicare nelle attività più critiche e sviluppando percorsi formativi per accrescere la conoscenza e la consapevolezza degli operatori sui requisiti minimi di sicurezza. Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti,** le 147 persone del Safety Competence Center (SCC)[27] hanno continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza sempre più preventiva che reattiva, monitorando oltre 2.500 fornitori, pari al 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, e gestendo con immediate azioni correttive le anomalie rilevate e condividendo le buoni prassi innovative. Inoltre, si sono sviluppati accordi (i cosiddetti "Patti per la Sicurezza") con vari contrattisti operanti in Nigeria, Tunisia, Congo e Messico. Inoltre, Eni applica su tutti gli impianti il processo di **Asset Integrity**, che garantisce che questi siano correttamente progettati, costruiti operati e dismessi gestendo al meglio il rischio residuale, per garantire la massima affidabilità e soprattutto la sicurezza per le persone e l'ambiente. Il Sistema di Gestione Eni dell'Asset Integrity si sviluppa quindi dalla fase iniziale di progettazione (Design Integrity), all'approvvigionamento di apparecchiature e materiali, alla costruzione, installazione e collaudo (Technical Integrity) fino alla gestione operativa e al decommissioning (Operating Integrity). Nel corso del 2021, Eni ha proseguito l'organizzazione di iniziative per promuovere la cultura dell'Asset Integrity con approccio trasversale e capillare, inclusivo anche delle nuove filiere della transizione energetica. In tema di **igiene industriale** è stata posta grande attenzione all'individuazione e gestione dei dispositivi di prevenzione individuale (DPI) e sono state promosse diverse iniziative di formazione specifica ai lavoratori. In ambito emergenze particolare attenzione è stata rivolta alla prevenzione e gestione delle emergenze indotte dai rischi naturali e a novembre 2021 è stato siglato un Protocollo d'Intesa con il Dipartimento della Protezione Civile, per rafforzare ulteriormente i rapporti di cooperazione e definire piani di emergenza specifici per ogni tipo di rischio con impatto sulla continuità dell'approvvigionamento energetico sul territorio nazionale. I principali obiettivi aziendali nel 2021 in tema di sicurezza e igiene industriale hanno riguardato: (i) il miglioramento del SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni ed utilizzato nel piano di incentivazione a breve termine dell'AD e dei dirigenti con responsabilità strategiche, al fine di focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi; (ii) il consolidamento del Safety Culture Program, indicatore che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; (iii) l'applicazione della metodologia di analisi del fattore umano THEME nei siti operativi; (iv) la diffusione e l'applicazione nei siti operativi degli strumenti Eni di gestione del rischio; (v) il proseguimento della diffusione dei 10 Process Safety Fundamentals; (vi) l'estensione su tutti i siti Eni dei progetti che applicano nuove tecnologie e nuovi dispositivi digitali a supporto della sicurezza; (vii) il rafforzamento del presidio in specifici ambiti dell'igiene industriale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato rispetto al 2020 (-4%), grazie alla performance registrata dai contrattisti (-10%), mentre l'indice dei dipendenti è peggiorato a causa dell'aumento del numero di infortuni (33 rispetto a 30 nel 2020).
Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è nullo, in quanto non si sono verificati eventi in questa tipologia di infortuni (ovvero nessun infortunio con più di 180 giorni di assenza o con conseguenze quali l'inabilità

(27) Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.

permanente totale o parziale). Inoltre, non si sono registrati infortuni mortali.
In Italia il numero degli eventi infortunistici è aumentato (35 eventi rispetto ai 27 del 2020, di cui 21 dipendenti e 14 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è peggiorato (+26%); all'estero il numero di infortuni è diminuito (53 eventi rispetto a 64 del 2020, di cui 12 dipendenti e 41 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è migliorato del 17%.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021		2020	2019
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,34**	*0,46*	0,36	0,34
Dipendenti		**0,40**	*0,53*	0,37	0,21
Contrattisti		**0,32**	*0,42*	0,35	0,39
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	**0**	*0*	1	3
Dipendenti		**0**	*0*	0	1
Contrattisti		**0**	*0*	1	2
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	**0,00**	*0,00*	0,00	0,01
Dipendenti		**0,00**	*0,00*	0,00	0,00
Contrattisti		**0,00**	*0,00*	0,00	0,01
Near miss	(numero)	**780**	*565*	841	1.159
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	**256,5**	*155,2*	255,1	334,2
Dipendenti		**82,9**	*54,3*	81,8	92,1
Contrattisti		**173,6**	*100,9*	173,3	242,1

Rispetto per l'ambiente

Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di **Best Available Technology,** sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua, alla riduzione di oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici. **La cultura ambientale** è una leva importante per assicurare la corretta gestione delle tematiche ambientali e, pertanto, nel 2021 Eni ha proseguito con le attività di sensibilizzazione che hanno coinvolto i siti operativi (con sondaggi sulla cultura ambientale per i dipendenti, sessioni informative e interventi sito-specifici di Environmental Cultural Engagement) e di comunicazione ambientale avviate nel 2020, per sensibilizzare tutti i dipendenti e rafforzare l'impegno. Nel corso dell'anno, circa 2.000 persone hanno partecipato al percorso formativo "Insieme per l'ambiente" e circa 300 persone sono state aggiornate sui rischi per l'ambiente; è stata inoltre presentata, via webinar in Italia e all'estero, la nuova metodologia Eni di valutazione dei rischi integrata e comune a tutta l'azienda. Inoltre, sempre nel 2021 sono state sviluppate ed emesse le **Environmental Golden Rules**, per la promozione di comportamenti virtuosi dei dipendenti e dei fornitori, ed è partita la campagna per la loro promozione verso tutte le persone che lavorano in Eni, e verso i fornitori, le cui attività devono riflettere i valori, l'impegno e gli standard Eni. Tale percorso di diffusione della cultura ambientale si è tradotto con la sottoscrizione nell'anno di 15 **Patti per l'ambiente e la sicurezza**, coinvolgendo diversi fornitori che si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili con l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente. In continuità con l'anno scorso, l'azienda ha proseguito le attività dedicate alla **digitalizzazione ambientale**

per l'ottimizzazione dei processi tramite, ad esempio, la realizzazione di strumenti informatici centrali per facilitare la gestione della compliance ambientale, anche internazionale, e di modelli di valutazione tecnico-gestionali sito-specifici. Ad esempio, è stata sviluppata la piattaforma Easy Permit nei principali siti operativi a supporto della gestione di obblighi normativi, prescrizioni e scadenze derivanti dai processi autorizzativi in materia ambientale.

Il percorso di transizione verso **un'economia circolare** rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, attraverso la promozione di un modello rigenerativo. Sulla base di tale approccio i processi aziendali e produttivi vengono rivisitati, minimizzando il prelievo di risorse naturali a favore di input sostenibili, riducendo e valorizzando gli scarti mediante azioni di riciclo o recupero ed estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione e, nel caso della CO_2, anche rimuovendo e bilanciando la parte residuale presente in atmosfera. Ad esempio la conversione delle raffinerie in bioraffinerie ha un ruolo centrale per la totale decarbonizzazione dei prodotti e processi entro il 2050; si prevede, inoltre, che entro il 2023 non verrà più utilizzato olio di palma nei cicli produttivi ma cariche alternative (es. oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e di tipo advanced (es. materiale lignocellulosico, e bio-oli). Anche la produzione di biometano si pone nel quadro dell'economia circolare, consentendo la valorizzazione degli scarti agricoli, di allevamento e dei reflui. Eni, inoltre, ha sviluppato la tecnologia Waste to Fuel per la trasformazione delle biomasse organiche di scarto in bio-olio e biometano con recupero dell'acqua naturalmente contenuta nel rifiuto umido. Il bio-olio prodotto può essere miscelato nel combustibile a basso contenuto di zolfo per il trasporto marittimo oppure raffinato per ottenere biocarburanti, mentre l'acqua recuperata può essere destinata ad usi industriali. Eni ha anche sviluppato un Modello di misurazione della circolarità, applicato a diversi contesti aziendali, validato da un ente terzo di certificazione, che rappresenta uno strumento essenziale per il controllo, la gestione, la trasparenza e la credibilità degli obiettivi e degli impegni assunti nel percorso verso un modello di economia circolare.

La gestione dei rifiut da parte di Eni pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero, al fine di garantire il rispetto della normativa e dell'ambiente. Eni prevede inoltre che debba essere ricercata ogni soluzione praticabile volta alla prevenzione dei rifiuti. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind[28] che nel 2021 ha proseguito il progetto di digitalizzazione avviato nel 2020 per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti. Al fine di limitare gli impatti negativi legati ai rifiuti (es. perdita di risorse, possibile contaminazione delle matrici ambientali dovuta a una eventuale gestione inappropriata, impatti legati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino), viene fatto esclusivo ricorso a soggetti autorizzati, privilegiando le soluzioni di recupero a quelle di smaltimento, in linea con i criteri di priorità indicati dalla normativa comunitaria e nazionale. Eni Rewind, sulla base delle caratteristiche del singolo rifiuto, seleziona le soluzioni di recupero/smaltimento tecnicamente percorribili privilegiando nell'ordine il recupero, le operazioni di trattamento che riducano i quantitativi da avviare a smaltimento finale e gli impianti idonei a minor distanza del sito di produzione del rifiuto; inoltre, sono svolti audit sui fornitori ambientali, nei quali viene valutata la loro gestione operativa dei rifiuti.

Con riferimento alla **risorsa idrica**, Eni opera una gestione efficiente attraverso la valutazione dell'utilizzo dell'acqua e degli impatti delle proprie attività sulle risorse idriche a vantaggio dell'ecosistema, di altri utenti e dell'organizzazione stessa. Eni, specialmente nelle aree a stress, realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di breve, medio e lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, coinvolgendo anche i fornitori lungo tutto il processo di procurement, dalla selezione e qualifica fino all'assegnazione del contratto. Nel 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sulla risorsa idrica[29], nel quale si impegna a perseguire quanto previsto dall'adesione al CEO Water Mandate e, in particolare, a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico. Gli impegni assunti proiettano Eni verso la ricerca di una stewardship che guardi alla gestione ottimale dell'acqua anche al di fuori del perimetro industriale, integrata nel territorio e in grado di minimizzare l'esposizione al rischio idrico delle proprie attività, attraverso un approccio integrato a livello di bacino idrografico. In termini di trasparenza, anche nel 2021 Eni ha dato riposta pubblica al questionario CDP Water Security, confermando il punteggio A- ottenuto lo scorso anno.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill,** Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione e, a seguire, mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione, in Italia è stato installato il sistema e-vpms®[30] sulla pipeline che collega il Centro Olio Val D'Agri alla Raffineria di Taranto e sono stati completati la manutenzione e l'aggiornamento tecnologico di tale sistema sulla rete oleodotti in Val D'Agri, e su altre installazioni. In Val D'Agri è stato inoltre implementato il monitoraggio di allerta meteo preventivo Kassandra Meteo Forecast[31], appli-

(28) Eni Rewind è la società ambientale di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, sia in Italia che all'estero.
(29) https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/acqua-it.pdf.
(30) e-vpms® è una tecnologia proprietaria di rilevazione di segnali vibro-acustici nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso ed interferenze di parti terze. L'aggiornamento tecnologico ha riguardato aspetti di digitalizzazione e di diagnostica da remoto.
(31) Sistema di allerta preventivo in grado di supportare la gestione dell'integrità di oleodotti e gasdotti e di prevedere possibili rischi idrogeologici legati ad eventi naturali (allagamenti e dissesto dei versanti).

cato non solo al controllo continuo di perdite delle condotte, ma anche ai rischi idrogeologici, alla gestione dei deflussi idrici ed al monitoraggio delle coltivazioni agricole. In Nigeria, dove il sistema e-vpms® è già operativo sugli oleodotti di Kwale-Akri e Ogboinbiri-Tebidaba, è stato avviato il programma di aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms®, mentre sulla trunkline da Clough Creek a Tebidaba (52 km), i lavori per l'installazione continueranno nel 2022. Nel frattempo, è stato avviato un piano per estendere il monitoraggio al network di produzione. Per il recupero sostenibile dei luoghi che sono stati oggetto di effrazioni, sono proseguiti gli interventi di bonifica anche attraverso una tecnologia che utilizza specie vegetali (phytoremediation) e l'utilizzo di tali piante è in fase di valutazione anche per la produzione di idrogeno da biomasse e per il trattamento sia dei reflui industriali che delle acque sotterranee contaminate. Infine, sul fronte R&D sono proseguite le sperimentazioni di varie tecnologie, tra cui quelle per il monitoraggio dell'integrità di pipeline e di serbatoi di stoccaggio fluidi e piping di interconnessione depositi. Inoltre, è stato avviato lo sviluppo di una metodologia di valutazione dei rischi derivanti da eventi naturali, quali frane, alluvioni ed eventi sismici, che possono coinvolgere le pipeline. Sono proseguite le collaborazioni con IPIECA e IOGP[32] al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, sia attraverso l'aggiornamento che la diffusione delle Good Practice sull'Oil Spill Preparedness & Response e nell'ambito dell'iniziativa regionale Global Initiative for West, Central and Southern Africa[33], nel 2021 sono stati svolti alcuni eventi informativi per incrementare e sensibilizzare gli stakeholder sulla preparazione e risposta alle emergenze, a cui ha partecipato anche il personale delle sedi estere dell'area di interesse. Infine, è proseguito il monitoraggio delle attività, nell'ambito dell'iniziativa OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative[34], nelle regioni Caspian Sea, Black Sea e Central Eurasia.

L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni ha adottato un modello di gestione specifico sul tema BES che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB) e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo sostenibile delle comunità locali) siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. Attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione, Eni dà priorità alle misure preventive rispetto alle correttive con l'obiettivo primario di evitare perdita netta (no net loss) di biodiversità. Il coinvolgimento attivo degli stakeholder è fondamentale per l'attuazione e il miglioramento continuo nella gestione della tematica BES e garantisce l'effettiva applicazione della Gerarchia di Mitigazione. La consultazione e la collaborazione con le comunità locali, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le loro aspettative e preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano anche le loro esigenze. Il coinvolgimento dei principali stakeholder è un processo inclusivo e trasparente che avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e continua per tutto il ciclo di vita. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Inoltre, dal 2019, Eni si è impegnata a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO. Tale impegno conferma la Policy sulla biodiversità e servizi ecosistemici che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la mission aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore. Nel 2020 Eni ha aderito ai principi del "Together with Nature", impegnandosi, oltre a riconoscere lo stretto legame tra cambiamento climatico e perdita di biodiversità, a ridurre al minimo i rischi e massimizzare gli sforzi per la protezione e la conservazione degli ecosistemi esistenti, attraverso l'applicazione di soluzioni basate sulla natura (Nature-based Solutions), fondate su rigorosi principi ecologici.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021 i **prelievi di acqua** di mare sono risultati complessivamente in riduzione del 4%, per il sensibile calo registrato

(32) IPIECA - Associazione di sostenibilità su temi ambientali e sociali del settore Oil&Gas; IOGP – Associazione dei produttori Oil&Gas Upstream per la condivisione di best practice su tematiche di sostenibilità.
(33) Collaborazione tra l'Organizzazione marittima internazionale (IMO) e IPIECA per migliorare la capacità dei Paesi partner di prepararsi e rispondere alle fuoriuscite di petrolio marino.
(34) Fondata da un gruppo di aziende Oil&Gas, tra cui Eni, ha lo scopo di incoraggiare e supportare l'industria e i governi nell'adozione di capacità di risposta alle fuoriuscite di petrolio comprovate, credibili, integrate e sostenibili a livello nazionale, regionale e internazionale.

presso il settore R&MeC (-188 Mm^3) per la fermata per manutenzione del petrolchimico di Brindisi e per la fine delle prove di funzionalità sulla rete acqua mare che nel 2020 avevano determinato l'incremento dei relativi prelievi. I prelievi di acque dolci, pari a circa il 7% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre il 73% al settore R&MeC, hanno registrato un aumento del 10%. Il trend è prevalentemente riconducibile al petrolchimico di Mantova (+7 Mm^3) dove i prelievi sono tornati a regime dopo il minimo del 2020 legato agli stress test effettuati in sito per verificare quali potessero essere, in condizioni favorevoli, i consumi minimi di stabilimento. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni nel 2021 è rimasta stabile al 91%. La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione del settore E&P è aumentata al 58% (53% nel 2020), grazie alla completa ripresa delle attività di reiniezione in Congo (Loango e Zatchi) e Libia (Abu-Attifel e El Feel). Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici[35] e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino nel 2021 l'1,5% dei prelievi idrici totali di Eni (dato invariato rispetto al 2020). Nel 2021, in particolare, Eni ha prelevato 125 Mm^3 di acqua dolce, di cui 25,9 Mm^3 da aree a stress idrico (11,9 Mm^3 da acque superficiali, 6,1 Mm^3 da acque sotterranee, 2,6 Mm^3 da terze parti, 3,5 Mm^3 da acquedotto e 1,8 Mm^3 da TAF). L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 22,7 Mm^3. Nel 2021 Eni ha scaricato 94 Mm^3 di acqua dolce di cui 19 Mm^3 in aree a stress idrico, pari al 20% come nel 2020. Nel 2021 i consumi di acque dolci di Eni sono stati pari a 40 Mm^3 (di cui 12 Mm^3 in aree a stress idrico).

I barili sversati a seguito di **oil spill** operativi sono aumentati del 41% rispetto al 2020 a causa di uno sversamento di quasi 900 barili presso la Raffineria di Gela, dovuto ad un errore durante le operazioni di trasferimento olio da serbatoi a nave (oltre la metà dei barili sono già stati recuperati). Il 73% dei barili sversati è riconducibile alle attività in Italia, il 15% alla Nigeria. Complessivamente è stato recuperato il 51% dei volumi di oil spill operativi. Per quanto riguarda gli oil spill da sabotaggio, nel 2021 si è registrato un aumento degli eventi (+13% rispetto al 2020), ma quasi un dimezzamento dei barili sversati (-48% rispetto all'anno precedente). Tutti gli eventi da sabotaggio sono avvenuti in Nigeria, dove le quantità sversate si sono ridotte del 31% rispetto all'anno precedente ed è stato recuperato l'83% dei volumi. I volumi sversati a seguito di chemical spill (68 barili totali) sono principalmente riconducibili alle attività di Versalis, in particolare per un evento occorso presso lo stabilimento di Grangemouth con una perdita di 55 barili di prodotto. Nel 2021 i volumi sversati da spill operativo hanno impattato per il 97% suolo e per il 3% corpo idrico, mentre quelli da sabotaggio hanno impattato per il 99,8% suolo e per lo 0,2% corpo idrico.

I **rifiuti** da attività produttive generati da Eni nel 2021 sono aumentati del 19% rispetto al 2020, per il contributo in crescita sia dei rifiuti non pericolosi (pari al 78% del totale) che dei pericolosi. L'incremento è legato principalmente al settore E&P (cui è riconducibile oltre l'88% dei rifiuti Eni), dove sono state generate complessivamente oltre 334.000 tonnellate in più rispetto al 2020, coerentemente con la progressiva ripresa delle attività dopo l'emergenza COVID-19. Nel settore E&P hanno inoltre influito le attività di drilling svolte in Egitto, USA, Vietnam, Messico e Norvegia. Al trend in crescita dei rifiuti non pericolosi hanno contribuito anche i settori Plenitude e Power e R&MeC, in particolare lo stabilimento EniPower di Ravenna (realizzazione di nuovo deposito temporaneo rifiuti e avvio della palificazione-fondazioni della nuova caldaia) e la raffineria di Taranto (avanzamento progetto Tempa Rossa). Nel 2021 i rifiuti recuperati e riciclati sono aumentati del 15% rispetto al 2020, rappresentando l'11% dei rifiuti totali smaltiti[36], per i contributi in crescita sia dei pericolosi che dei non pericolosi nei settori E&P ed R&MeC. Nel 2021 sono state generate complessivamente 4,2 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per oltre l'89% da acque trattate da impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente; i restanti volumi sono movimentati e conferiti presso impianti di terzi. Sono stati spesi €452 milioni in attività di bonifica.

Le **emissioni di inquinanti** in atmosfera sono aumentate, ad eccezione delle emissioni di ossidi di azoto (NOx) che sono diminuite del 6% rispetto all'anno precedente, grazie al calo dei consumi dei motori a combustione interna registrato in alcune realtà operative del settore E&P. L'aumento delle emissioni di ossidi di zolfo (SOx) e di composti organici volatili (NMVOC) sono anch'esse imputabili principalmente al settore E&P: in particolare l'aumento degli SOx è dovuto all'incremento del tenore di H_2S nel gas inviato in torcia in KPO, mentre l'aumento di NMVOC è legato all'incremento del non-routine flaring registrato in NAOC a causa di problematiche ai compressori.

Nel 2021, Eni ha aggiornato la valutazione dell'esposizione

(35) Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - www.wri.org) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

(36) Nel dettaglio, nel 2021 il 9% dei rifiuti pericolosi da attività produttiva smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 2% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 38% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 50% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi da attività produttiva, il 12% è stato recuperato/riciclato, il 4% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 84% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

al rischio **biodiversità** delle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore Upstream e dei siti operativi delle altre Linee di Business, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette[37] o di siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA[38]). Rispetto allo scorso anno, l'analisi è stata estesa anche agli impianti eolici e solari in Italia e all'estero, e alle recenti acquisizioni di impianti di produzione biometano in Italia. L'analisi della mappatura dei siti operativi ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 22 siti, tutti ubicati in Italia fatta eccezioni di due siti in Spagna e uno in Francia; ulteriori 45 siti in 10 Paesi (Italia, Australia, Austria, Francia, Germania, Regno Unito, Spagna, Svizzera, Tunisia, Ungheria) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore Upstream, 73 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, di cui 30, localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito), hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000[39] che ha un'estesa dislocazione sui territori europei; tale esposizione risulta maggiormente accentuata rispetto allo scorso anno a seguito delle nuove acquisizioni della società Eni New Energy nel settore delle rinnovabili e degli impianti di produzione di biometano. Al contrario, per il settore Upstream assistiamo ad una diminuzione dell'esposizione verso aree protette e KBA principalmente dovuta a riperimetrazioni (riduzione dell'estensione areale) delle concessioni in Italia. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dall'UNESCO (WHS[40]); un solo sito Upstream[41] è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta.

(37) World Database of Protected Areas.
(38) World Database of Key Biodiversity Areas. Le KBA (Key Biodiversity Areas) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas; 2) Alliance for Zero Extinction Sites.
(39) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della direttiva 79/409/CEE del 2 aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".
(40) WHS, World Heritage Site.
(41)Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021		2020	2019
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Prelievi idrici totali[a]	(milioni di metri cubi)	**1.673**	*1.627*	1.723	1.597
di cui: acqua di mare		**1.533**	*1.515*	1.599	1.451
di cui: acqua dolce		**125**	*110*	113	128
di cui: prelevata da acque superficiali		**82**	*72*	71	90
di cui: prelevata da sottosuolo		**23**	*20*	21	20
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		**7**	*6*	7	8
di cui: acqua da TAF[b] utilizzata nel ciclo produttivo		**6**	*5*	4	3
di cui: risorse idriche di terze parti[c]		**7**	*7*	10	6
di cui: prelevata da altri stream[d]		**0**	*0*	0	1
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		**15**	*2*	11	18
Prelievi di acqua dolce da aree a stress idrico		**25,9**	*21,5*	26,5	-
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	**91**	*92*	91	89
Acqua di produzione reiniettata		**58**	*37*	53	58
Scarico idrico totale[e]	(milioni di metri cubi)	**1.436**	*1.434*	1.583	1.432
di cui: in mare		**1.354**	*1.354*	1.501	1.334
di cui: in acque superficiali		**69**	*69*	67	79
di cui: in rete fognaria		**11**	*9*	11	14
di cui: ceduto a terzi[f]		**3**	*3*	4	5
Scarico di acqua dolce in aree a stress idrico		**19**	*18,7*	18,3	-
Oil spill operativi[g]					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**36**	*31*	46	67
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**1.355**	*1.308*	958	1.033
Oil spill da sabotaggi (compresi furti)[g]					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**124**	*124*	110	140
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**3.051**	*3.051*	5.866	6.232
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	**20**	*20*	24	21
Volumi di chemical spill	(barili)	**68**	*68*	3	4
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	**2,1**	*1,8*	1,8	2,2
di cui: pericolosi		**0,5**	*0,4*	0,4	0,5
di cui: non pericolosi		**1,6**	*1,4*	1,4	1,7
Emissioni di NOx (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO_2eq.)	**48,8**	*30,1*	51,7	52,0
Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO_2eq.)	**18,5**	*5,3*	15,3	15,2
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	**24**	*12,7*	21,4	24,1
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		**1,4**	*0,7*	1,3	1,4

(a) Inoltre, si segnala che le acque di produzione nel 2021 sono state pari a 58,2 Mm^3.
(b) TAF: Trattamento acque di falda.
(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.
(d) Anche ai fini di una maggiore aderenza alle richieste dello standard "GRI 303: Water and effluents 2018" adottato da Eni a partire da quest'anno, il dato relativo alle risorse idriche di terze parti viene riportato separatamente, a differenza di quanto avveniva nelle edizioni precedenti dove al contrario confluiva nel "di cui: prelevata da altri stream".
(e) Si segnala che nel 2021 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 33,5 Mm^3. Inoltre, le acque di produzione scaricate in corpo idrico superficiale e di mare o inviate a bacini di evaporazione sono state pari 21,7 Mm^3. Del totale degli scarichi idrici il 7% è acqua dolce.
(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.
(g) I dati presenti nella DNF 2020 sono stati aggiornati a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2021.

NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE CON SITI OPERATIVI R&M, VERSALIS, ENIPOWER, PLENITUDE, GLOBAL GAS & LNG E CONCESSIONI UPSTREAM[a]

		SITI OPERATIVI (non Upstream)						Concessioni Upstream		
		In sovrapposizione a siti operativi			Adiacente a siti operativi (<1km)[b]			Con attività operativa nell'area di sovrapposizione		
		2021	2020	2019	**2021**	2020	2019	**2021**	2020	2019
Siti operativi/Concessioni Eni[c]	(numero)	**22**	11	11	**45**	18	15	**30**	30	31
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	**0**	0	0	**0**	0	0	**0**	0	0
Natura 2000		**14**	5	5	**42**	19	21	**15**	16	15
IUCN[d]		**4**	4	4	**21**	13	11	**2**	2	3
Ramsar[e]		**0**	0	0	**3**	3	3	**2**	3	2
Altre Aree Protette		**5**	2	2	**8**	8	3	**10**	11	12
KBA		**9**	5	6	**15**	8	11	**9**	12	13

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni Upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&M, anch'esso appartenente a società operata concessioni e siti appartenenti a società operate. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni Upstream al 30 giugno di ogni anno di riferimento.
(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.
(c) Un sito operativo/ concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/ adiacenza a più aree protette o KBA.
(d) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.
(e) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

Diritti umani

Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani approvata nel 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)[42] e perseguendo un'ottica di miglioramento continuo. Questi aspetti sono descritti all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights[43], pubblicato annualmente dal 2019, in cui si fornisce una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato sul tema e delle attività degli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati. I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Anche nel 2021 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno, tra cui il modello di gestione risk-based adottato da Eni e lo Slavery and Human Trafficking Statement approvato dal CdA ad aprile 2021. Nel 2021 Eni ha ulteriormente rafforzato il processo di attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i primi riporti dell'AD e agli altri livelli manageriali. Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sui diritti umani avviato nel 2016, con un workshop di engagement tenuto dall'AD, anche nel 2021 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati principalmente alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sul tema e di migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia. In particolare, è stato elaborato un modulo formativo per tutto il personale e sono stati costruiti dei corsi di approfondimento su tematiche di interesse di singole attività/famiglie professionali.

L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGP – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui la società opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni sono 13, raggruppati in 4 categorie: diritti umani (i) nel posto di lavoro; (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner) e (iv) nei servizi di security.

Nel 2020 è stato realizzato un modello di valutazione del presidio dei **diritti umani sul posto di lavoro**. Si tratta di un modello "risk-based" finalizzato a segmentare le società Eni

(42) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).
(43) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/eni-report-human-rights.pdf

in base a specifici parametri quantitativi e qualitativi che colgono le caratteristiche e i rischi specifici del Paese/contesto operativo e legati al processo di gestione delle risorse umane, tra cui il contrasto a ogni forma di discriminazione, la parità di genere, le condizioni di lavoro, la libertà di associazione e contrattazione collettiva. Questo approccio identifica le eventuali aree di rischio, o di miglioramento, per le quali definire delle azioni specifiche da monitorare nel tempo. Nel corso del 2021 il modello è stato esteso a tutte le società controllate del business upstream ampliando la valutazione del presidio diritti umani sul posto di lavoro.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based – aggiornato nel 2021 – che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali, al fine di classificare i progetti di business delle attività Upstream in base al potenziale rischio diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRA) – quest'ultimo svolto secondo una metodologia di analisi desk-based elaborata nel 2021 – per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. Nel 2021 tali approfondimenti sono stati condotti per i progetti esplorativi programmati a Cabinda Centro in Angola; nel Blocco 47 in Oman; nel blocco di Dumre in Albania; nell'Area C dell'Emirato di Sharjah (UAE). Per ogni progetto sono state identificate una serie di raccomandazioni volte a mitigare i potenziali impatti negativi, declinate in Piani d'azione da implementare nel 2022. Sempre con riferimento ai progetti industriali, nel 2021 è stato condotto un approfondimento sulle attività di decommissioning, per sviluppare una metodologia di analisi dei potenziali impatti sui diritti umani in tale fase e che sarà oggetto di consolidamento nel corso del prossimo biennio.

In alcuni Paesi, quali la Norvegia, l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. La più recente di queste Policy, riferita alle popolazioni indigene in Alaska[44] interessate dalle attività di business svolte dalla società Eni US Operating nell'area, è stata adottata nel 2020 e rinnovata nel 2021.

Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** è per Eni un requisito imprescindibile, garantito attraverso l'adozione di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo "Fornitori"). Le imprese che collaborano con Eni devono condividere, sottoscrivendo il Codice di Condotta, principi di responsabilità sociale che, inter alia, prevedono la tutela dei diritti umani. I fornitori, candidati alla qualifica e/o a procedimenti di procurement, sono responsabili dell'adempimento a puntuali requisiti, coerenti con gli standard internazionali SA8000. Nel processo di approvvigionamento il modello di valutazione e presidio del rispetto dei diritti umani[45], basato su una valutazione risk-based, classifica i fornitori qualificati secondo il rischio potenziale di violazione diritti umani, con analisi della rischiosità sia del contesto Paese sia delle attività specifiche[46]. Le attività ad alto rischio sono sia attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, logistica, sia beni e servizi generali, come servizi di pulizia, catering, servizi di security e gestione degli immobili. I Paesi con il maggior numero di fornitori a rischio sono la Nigeria, il Congo e il Mozambico, per un complessivo di fornitori a rischio alto di 1.266 e medio-alto di 1.214. In base al modello, con cadenza periodica, tutti i fornitori sono oggetto di due diligence, valutazione di gara, di feedback d'esecuzione e periodici aggiornamenti con questionari dedicati, verso i fornitori diretti e i sub-fornitori. In coerenza con l'approccio risk-based, oltre alle verifiche di responsabilità sociale effettuate su tutti i fornitori (oltre 6.000) sottoposti al processo di qualifica, inclusi gli aggiornamenti, nonché le valutazioni effettuate in sede di gara, di feedback contrattuale, nel 2021 sono stati effettuati degli approfondimenti su 24 fornitori rilevanti in termini di valore contrattuale in essere, anche mediante survey in fase di esecuzione contrattuale, più ulteriori 11 audit ispirati ai principi SA8000 su appaltatori diretti e subappaltatori, pianificati a seguito di red flag relativi alla puntuale erogazione delle retribuzioni e riconoscimento degli straordinari, senza rilevare criticità. Per promuovere la conoscenza dei presidi sui diritti umani, sono stati organizzati dei programmi di formazione, via webinar, che hanno interessato tutte le risorse della famiglia professionale procurement, in Italia e all'estero. Sono state inoltre rafforzate le clausole sui diritti umani negli standard contrattuali. Ulteriori misure volte a contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite, rispetti-

(44) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Indigenous%20Peoples%20Policy%201DEC2020_final.pdf
(45) Nel 2021 è stata emessa una Operating Instruction per la famiglia professionale Procurement al fine di rafforzare il presidio sul tema.
(46) Basato su vulnerabilità e probabilità correlate a specifiche condizioni quali, il livello di formazione e competenze necessarie, il livello di intensità del lavoro, il ricorso ad agenzie di manpower, i rischi di natura HSE.

vamente, nel "Slavery and Human Trafficking Statement"[47] e nella Posizione sui "Conflict minerals"[48]. Quest'ultima descrive le politiche ed i sistemi per l'approvvigionamento di "conflict minerals" (tantalio, stagno, tungsteno e oro) da parte di Eni, aventi l'obiettivo di minimizzare il rischio che l'approvvigionamento di tali minerali possa contribuire a finanziare, direttamente o indirettamente, violazioni dei diritti umani nei Paesi interessati.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative (VPI), alla cui partecipazione Eni è stata ammessa nel 2020 come "Engaged Corporate Participant". La VPI è un'iniziativa multistakeholder dedicata al rispetto dei diritti umani nella gestione delle operazioni di Security che coinvolge governi, imprese e ONG. Eni a febbraio 2021 ha redatto il suo primo Annual Report e a maggio ha effettuato una Verification Presentation di fronte al Secretariat della Voluntary Principles cui hanno preso parte aziende, ONG e Governi. In tale occasione Eni ha avuto modo di illustrare le attività compiute in termini di Voluntary Principles on Security & Human Rigths nel primo anno dall'ingresso nella VPI. In conseguenza di ciò, Eni ha avviato l'Implementation Plan, elaborato dallo Steering Committee e ricevuto dal Secretariat della VPI, contenente una serie di requested actions volte a implementare le attività di Eni nella tutela dei Diritti Umani. Inoltre, nel 2021 Eni ha aggiornato il modello di "Human Rights due diligence", avviato nel 2020 e volto a identificare il rischio di impatto negativo sui diritti umani delle attività di security e a valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione. Al riguardo, è stato introdotto un nuovo indicatore, relativo al rischio di coinvolgimento del Business nella violazione dei Diritti Umani da parte delle Forze di Sicurezza pubbliche e/o private. Sulla base delle risultanze emerse dall'applicazione del modello è stato redatto l'Action Plan "Security & Human Rights" che, con riferimento ai primi 10 Paesi risultanti dal risk-based model, ha previsto: (i) il campionamento dei contratti di vigilanza in essere, al fine di verificare la presenza o meno al loro interno delle clausole sui diritti umani; (ii) la verifica dell'allocazione/utilizzo di beni e servizi di security messi a disposizione delle forze di sicurezza, pubblica e privata. Nell'ambito dell'impegno di Eni alla diffusione dei principi di tutela dei diritti umani si colloca la realizzazione del workshop di formazione e informazione in materia di "Security & Human Rights" svolto in Messico nel novembre 2021.

Infine, dal 2006 Eni si è dotata di una procedura interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel 2020, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni, anche relative ai diritti umani, inviate o trasmesse da stakeholder, persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima. Ad aprile 2021, anche su input dell'Organismo di Vigilanza di Eni SpA, è stato istituito un Gruppo di Lavoro multidisciplinare, per rispondere anticipatamente alle previsioni della Convenzione n. 190 dell'Organizzazione Internazionale del lavoro sull'eliminazione della violenza e delle molestie sul luogo di lavoro (ratificata dall'Italia il 4 gennaio 2021). Eni ha voluto portarsi avanti su un tema di centrale importanza, utilizzando la Convenzione n. 190 come punto di partenza, la quale prevede una serie di obblighi in capo alle aziende per prevenire le violenze e molestie sul lavoro. A tal fine, in data 21 dicembre 2021, è stato emesso l'Allegato E "Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro" alla MSG "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi". Da ultimo, in linea con i principi del "responsible contracting" suggeriti dalle best practices e linee guida internazionali in materia di Business & Human Rights, Eni ha predisposto una serie di clausole standard in materia di compliance diritti umani da inserire sulla base di un approccio risk-based nelle principali fattispecie contrattuali di Eni e fornisce supporto al business per la definizione e negoziazione delle stesse.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021 è proseguita la formazione obbligatoria per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities", "Human Rights in the Workplace" e "Human rights in the Supply Chain". Inoltre, è continuata l'erogazione rivolta a tutta la popolazione Eni dei percorsi di sostenibilità e diritti umani: la diminuzione delle ore di formazione sui diritti umani è legata alla calendarizzazione su più anni dell'attività formativa. È, tuttavia, aumentata la percentuale complessiva di fruizione al corso che si è attestata al 94,2% degli iscritti (vs. 92% nel 2020).

Per quanto riguarda la famiglia professionale Security, nel 2021 la percentuale di personale formato in tema di diritti umani si è attestata al 90%. La percentuale del Personale di Security che ha ricevuto formazione sui diritti umani riflette il ricambio quali/quantitativo delle risorse in ingresso ed in uscita dalla Famiglia professionale anno su anno.

Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. Nel 2021, la sessione formativa è stata realizzata in Messico e ha visto la partecipazione in presenza di 88 rappresentanti delle forze di sicurezza. All'evento hanno preso parte, in presenza o da remoto, altre 116 persone, tra cui il management e dipendenti di Eni, appartenenti ad altre oil companies e ONG.

(47) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.
(48) In adempimento alla normativa della US SEC.

Nel 2021 sono stati condotti due "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) in Angola e Albania e due "Human Rights Risk Analysis" (HRRA) in Oman e nell'Emirato di Sharjah (UAE). È proseguita, inoltre, la realizzazione delle azioni previste dai Piani di Azione relativi alle analisi di impatto sui diritti umani, svolte nel corso del 2019 e del 2018 sullo sviluppo dell'Area 1 in Messico e sullo sviluppo dell'Area 4 in Mozambico. Tutti i report degli HRIA condotti fino al 2020 ed i relativi Piani di Azione adottati, inclusi i report periodici sull'avanzamento dei Piani, sono disponibili pubblicamente sul sito Eni[49].

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2021 è stata completata l'istruttoria su 74 fascicoli[50], di cui 30[51] includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. Tra queste sono state verificate 40 asserzioni[51], per 5 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti. In particolare, sono state intraprese: i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere; ii) azioni verso fornitori e iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 15 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	**23.893**	33.112	25.845
In classe		**0**	260	108
A distanza		**23.893**	32.852	25.737
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[(a)]	(%)	**94**	92	97
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[(b)]	(numero)	**88**	32	696
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani[(c)]	(%)	**90**	91	92
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		**98**	97	97
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni)[(d)] afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno:	(numero)	**30 (40)**	25 (28)	20 (26)
Asserzioni fondate		**2**	11	7
Asserzioni parzialmente fondate		**3**		
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		**7**	9	8
Asserzioni non fondate[(e)]/ non accertabili[(f)]/ not applicable[(g)]		**28**	8	11

(a) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.
(b) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.
(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. A partire dal 2020 il dato viene calcolato considerando solo i dipendenti Eni, a differenza del dato 2019 che include anche i contrattisti. Nelle Forze di Sicurezza è incluso sia il personale della vigilanza privata che opera contrattualmente per Eni, sia il personale delle Forze di Sicurezza pubbliche, siano esse militari o civili, che svolgono, anche indirettamente, attività e/o operazioni di security a tutela delle persone e degli asset di Eni.
(d) A partire dal 1° ottobre 2021 è stata definita una diversa classificazione degli esiti dei Fascicoli che passano da 4 ("Fondato", "Non Fondato con Azioni", "Non Fondato" e "Not Applicable") a 5 categorie ("Fondato", "Parzialmente Fondato", "Non Fondato", "Non Accertabile" e "Not Applicable").
(e) Di cui 1 relativa a società non consolidate con il metodo integrale.
(f) Asserzioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza dei fatti in esse segnalati.
(g) Di cui 1 relativa a società non consolidata con il metodo integrale. Vengono così classificate le asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di pre-contenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziarie, ordinarie e speciali, organi amministrativi ed authority indipendenti investiti di funzioni di vigilanza e controllo). La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.

(49) https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/rispetto-diritti-umani.html.
(50) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.
(51) Di cui 2 riferiti a società non consolidate integralmente.

Fornitori

Eni ha sviluppato un modello di procurement, dalla selezione e qualifica dei fornitori ai procedimenti di gara, che combina la sostenibilità economico-finanziaria con quella sociale e ambientale, con l'obiettivo di promuovere presso la supply chain la generazione di valore condiviso e duraturo, grazie ad una attiva partecipazione alla transizione energetica. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori, coinvolgendoli in iniziative di sviluppo e includendoli nelle attività di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del processo di sustainable procurement, Eni: i) sottopone, con cadenza periodica, tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne affidabilità etica, economica, tecnico-operativa e presidio in materia di salute, sicurezza, ambiente, cyber security e dei diritti umani, per minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura; ii) richiede a tutti i fornitori la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori come impegno reciproco nel riconoscere e tutelare il valore di tutte le proprie persone, impegnarsi a contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti, operare con integrità, tutelare le risorse aziendali, promuovendo l'adozione di tali principi presso le proprie persone e la propria catena di fornitura; iii) monitora con verifiche periodiche il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento nel tempo, da parte dei fornitori, dei requisiti di qualifica e di gara. A tal fine, lungo il processo di procurement vengono valutati temi sia ambientali[52] che sociali[53], in coerenza con un approccio alla transizione energetica equa e sostenibile e in linea con i tempi e gli investimenti necessari all'ideazione e implementazione di nuove tecnologie e soluzioni; iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento o, qualora non risultino soddisfatti gli standard minimi di accettabilità ove previsti, limita o inibisce l'invito a gare dei fornitori.

Per promuovere lo sviluppo sostenibile delle filiere, nel 2021 Eni ha rafforzato ulteriormente le iniziative finalizzate a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica equa e sostenibile, valorizzando gli aspetti di tutela ambientale, sviluppo economico e crescita sociale grazie a strumenti e iniziative per lo sviluppo di una supply chain sostenibile. Il Programma (JUST – join us in sustainable transition) ha permesso di: i) definire un percorso sistemico attraverso il lancio della piattaforma Openes che conta già più di 3.000 aziende, di cui quasi 2.500 appartenenti alla filiera di Eni. Tale piattaforma mette a disposizione delle filiere industriali strumenti concreti per migliorare le proprie performance ESG, basandosi sulle Stakeholder Capitalism Metrics, le metriche definite dal World Economic Forum (WEF). La partecipazione all'iniziativa è requisito essenziale per valutare e valorizzare l'impegno profuso da ciascun fornitore Eni nel perseguire un percorso equo di sviluppo sostenibile, con l'obiettivo di coinvolgere l'intera filiera; ii) approfondire le conoscenze grazie a workshop su tematiche ESG, che hanno coinvolto 350 fornitori qualificati appartenenti ad una decina di diversi settori merceologici, per condividere obiettivi di sostenibilità. Individuate le sfide che caratterizzano il settore specifico vengono definiti target e piani d'azione da monitorare nel tempo. Sono stati organizzati anche momenti di formazione ed engagement su tematiche digitali, con particolare focus sulla cyber security, rivolti a circa 1.000 fornitori e sulle metodologie di misurazione della CO_2 e redazione del bilancio di sostenibilità; iii) rafforzare il quadro procedurale tramite l'inserimento di presidi di cyber security, in qualifica e nei procedimenti di gara, e di sostenibilità nella documentazione standard di gara e contrattuale; iv) supportare dal punto di vista finanziario la filiera per premiare l'impegno nella transizione energetica e promuovere la realizzazione di modelli di business sostenibili con l'avvio del Programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", uno strumento di finanza innovativa dedicato ai fornitori diretti e indiretti di Eni e a tutta la filiera dell'energia. Inoltre, è stato previsto l'inserimento di specifiche clausole che prevedono la possibilità di utilizzo di servizi di factoring a condizioni vantaggiose negli standard di Richiesta di Offerta; v) valorizzare l'impegno e favorire l'adozione di best practice da parte dei fornitori attraverso l'adozione di criteri di sostenibilità e meccanismi premianti nella valutazione delle offerte di oltre 280 procedimenti per circa €2,5 Mld di valore. Inoltre, sono state introdotte specifiche clausole contrattuali che permettono di monitorare nel tempo il progresso rispetto ai piani di miglioramento emersi in fase di qualifica o di partecipazione alla gara.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2021, 6.318 fornitori[54] sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anti-corruzione, compliance). I fornitori interessati da potenziali criticità, soggette ad azioni di miglioramento, sono circa l'8% (pari a 487) di quelli analizzati. Le criticità sono prevalentemente riferite a carenze nel rispetto delle norme sulla salute e sicurezza e dei principi sanciti dal Codice di Condotta e dal Codice Etico. Il numero complessivo dei fornitori interessati è in riduzione rispetto al 2020, anno in cui le criticità rilevate hanno riguardato le numerose branch estere di fornitori di dimensione internazionale. Per analoga ragione si registra una riduzione dei fornitori con i quali sono stati interrotti i rapporti (pari a 34), per valutazione negativa in fase di qualifica oppure per provvedimento di sospensione o revoca della qualifica.

(52) In procedimenti di gara sono stati introdotti dei requisiti premianti quali ad esempio l'efficientamento energetico, l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili, certificazioni di sostenibilità, parco automezzi, utilizzo di materiale di riciclo, modalità di smaltimento dei rifiuti, etc.
(53) Al fine di incentivare il fornitore, ad esempio, a garantire la parità di genere nei team, il mantenimento del livello occupazionale, etc.
(54) Include anche tutti i nuovi fornitori.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2021	2020	2019
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	**6.318**	5.655	5.906
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		**487**	828	898
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		**34**	124	96
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	**100**	100	100

Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale

A dimostrazione dell'impegno a favore dei 10 Principi delle Nazioni Unite per il business responsabile, nel 2021 Eni è stata confermata nel Global Compact LEAD. Tali principi, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. A partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il **Compliance Program Anti-Corruzione,** nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli e presidi organizzativi volti alla prevenzione dei reati di corruzione e strumentali anche alla prevenzione del fenomeno del riciclaggio nel contesto delle attività non finanziarie di Eni SpA e delle sue Società Controllate. A livello normativo il Compliance Program Anti-Corruzione è rappresentato dalla MSG Anti-Corruzione[55] e da strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle attività a rischio e degli strumenti di controllo che Eni mette a disposizione delle sue persone per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio. Le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA[56], gli strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni SpA. Inoltre, le società e gli enti in cui detiene una partecipazione non di controllo sono incoraggiati a rispettare gli standard definiti nella normativa interna anti-corruzione, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti stabiliti dalle leggi in materia. Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per il mantenimento di detta certificazione Eni è sottoposta ciclicamente ad audit di sorveglianza e ricertificazione che si sono sempre conclusi con esito positivo. In aggiunta, per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni, attraverso l'unità anti-corruzione e anti-riciclaggio, supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (c.d. "due diligence"), alla gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e all'elaborazione dei relativi presidi contrattuali. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel corpo normativo anti-corruzione di Eni. Le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corruzione e la pianificazione di tali attività per i periodi successivi sono oggetto di una relazione annuale che costituisce parte integrante della Relazione della funzione di Compliance Integrata e ne segue i relativi flussi informativi rivolti agli organi di controllo di Eni. Con cadenza semestrale, salvo eventi straordinari che ne suggeriscano una diversa periodicità, inoltre viene predisposto un aggiornamento della relazione in ragione delle attività svolte nel semestre di riferimento e di eventuali fatti rilevanti occorsi nel periodo. Eni inoltre ha definito e attuato uno strutturato processo di Compliance risk assessment e monitoring volto rispettivamente a: (i) identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business e ad orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo previsti negli strumenti Normativi Anti-Corruzione; (ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati, attraverso lo svolgimento di specifici controlli e l'analisi di indicatori di rischio volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli posti a loro presidio. Tra le attività a rischio individuate da Eni attraverso il Compliance risk assessment, in ragione del proprio contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: (i) contratti con Terze Parti a Rischio corruzione e riciclaggio (quali, a titolo esemplificativo, business associate, partner di joint venture,

(55) L'ultima versione della MSG Anti-Corruzione (che aggiorna e sostituisce la precedente versione del 2014) è stata i) illustrata e sottoposta a parere preventivo del Comitato di Controllo e Rischi di Eni SpA e per informativa al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; ii) approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA in data 24 giugno 2021. La MSG Anti-Corruzione è stata pubblicata in data 19 luglio 2021 ed è disponibile sul sito www.eni.com.
(56) O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, acquirenti/cessionari di crediti ecc.); (ii) operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture; (iii) iniziative non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni; (iv) vendita di beni e servizi (quali a titolo esemplificativo, contratti con clienti del processo commerciale), operazioni di trading e/o shipping; (v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; (vi) omaggi e ospitalità; (vii) rapporti con Soggetti Rilevanti. Annualmente vengono pianificate attività di Compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring anti-corruzione secondo un approccio risk-based. Nel corso del 2021 gli interventi di Compliance Risk Assessment anti-corruzione effettuati hanno riguardato l'ambito Anti-Corruzione nel suo complesso e l'attività a rischio "Operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture". Alla luce degli esiti di questi interventi sono stati confermati il livello di rischio dell'ambito corruzione e l'adeguatezza delle misure di mitigazione poste in essere, identificati nelle precedenti attività svolte, e sono stati definiti, inoltre, specifici adempimenti riguardanti l'attività a rischio valutata. Nel corso del 2021, gli interventi di Compliance Monitoring effettuati in ambito Anti-Corruzione hanno riguardato le attività a rischio: "Joint Venture" e "Business Associates" ("Canali di vendita", "Consulenti" e "Altri business Associates"). Gli esiti delle verifiche hanno evidenziato un trend del livello di rischio delle attività in linea con quello rilevato in sede di Compliance Risk Assessment e hanno confermato l'efficacia del modello di compliance adottato. Eni realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione rivolto ai propri dipendenti, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni in funzione di specifici driver di rischiosità di corruzione come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Vengono svolte, inoltre, attività di informazione e aggiornamento periodico attraverso l'elaborazione di brevi pillole informative di compliance, ivi compresi eventuali temi anti-corruzione. Inoltre, si ricorda, che nel 2020 in occasione del loro insediamento, ai membri del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA sono stati illustrati a fini formativi gli elementi chiave del Compliance Program Anti-Corruzione anche in termini di coerenza di quest'ultimo rispetto alle best practice internazionali. Nel corso del 2021 sono state portate all'attenzione del Consiglio: i) alcune revisioni della normativa anti-corruzione, finalizzate a recepire alcune modifiche intervenute alla struttura organizzativa e di processo, nonché miglioramenti via via apportati agli Strumenti Normativi Anti-Corruzione; ii) alcune proposte di aggiornamento del Modello 231 e delle relative attività sensibili e standard di controllo, ai fini di allineamento normativo e di razionalizzazione e valorizzazione nel documento, in ottica di compliance integrata, del sistema di controllo interno Eni e dei vari compliance program che lo compongono. Nell'ambito della formazione anti-corruzione per le proprie terze parti, Eni ha avviato un programma di formazione online, per i dipendenti di GreenStream BV (società detenuta al 50% da Eni North Africa BV e al 50% dalla National Oil Corporation Libica) e per i business associate di Eni G&P France SA. L'esperienza di Eni in materia anti-corruzione matura anche attraverso la partecipazione a convegni eventi e gruppi di lavoro internazionali che rappresentano per Eni strumento di crescita e di promozione e diffusione dei propri valori. Al riguardo, si segnala, nel 2021, la partecipazione attiva di Eni nell'ambito del Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum, dell'O&G ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas) e nell'ambito della Task Force Integrity & Compliance del B20 Italy. Nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sul rispetto delle previsioni del Compliance Program attraverso interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente. Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel 2020, allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla normativa italiana in materia (L.179/2017), che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, da Eni e dalle società controllate in Italia e all'estero. Tale normativa consente a dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere, idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili, disponibili sul sito eni.com.

La **strategia fiscal** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della società[57], si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"[58] ed ha come primo obiettivo l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi di attività nella consa-

(57) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf.
(58) Si veda: https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf.

pevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: (i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); (ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; (iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting). Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance). A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale. In conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting – BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è fare dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo[59]. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI[60]. Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione pubblica sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione d'idrocarburi.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2021 sono stati svolti 20 interventi di audit, in 9 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anticorruzione applicabili sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 22 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Come nel 2020, anche quest'anno i casi di corruzione accertati[61] relativi ad Eni Spa sono pari a 0. Per i procedimenti in corso si veda la sezione "Contenziosi" a pagina 298. Nell'anno 2021, a causa dell'emergenza legata al COVID-19, gli eventi formativi pianificati in aula sono stati effettuati in modalità a distanza. Inoltre, nel 2021 è proseguita la formazione online sui temi anti-corruzione secondo la metodologia risk based iniziata nel 2019 rivolta a tutta la popolazione aziendale. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Kazakistan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le controllate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021		2020	2019
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione	(numero)	**20**	*17*	31	27
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	**7.800**	*7.672*	3.388	13.886
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		**3.088**	*3.079*	3.769	9.461
Workshop generale		**1.284**	*1.265*	904	1.237
Job specific training		**702**	*686*	568	1.108
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	**9**	*9*	9	9

(59) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country by Country Report pubblicato nel 2021 relativo all'anno 2010: https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2020/Country-by-Country-2020_ENG.pdf.
(60) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil&Gas nella reportistica country by country (per maggiori informazioni si veda: https://eiti.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency).
(61) Sentenze di condanna passate in giudicato relative a procedimenti penali per corruzione domestica e/o internazionale.

ALLEANZE PER LO SVILUPPO



Una leva del modello di business di Eni è rappresentata dalla promozione dello sviluppo locale attraverso interazioni continue con le istituzioni e gli stakeholder locali per destinare la produzione di gas al mercato locale favorire l'accesso all'energia, insieme ad un'ampia serie di interventi necessari per rispondere alle esigenze delle comunità. Le strategie di sviluppo che ne derivano sono rafforzate dall'avvio di partnership pubblico-private e alleanze con attori impegnati sul territorio, dalle Organizzazioni Internazionali alle banche di sviluppo, dalle istituzioni nazionali al settore privato, dalle università ai centri di ricerca, dagli enti di cooperazione alle organizzazioni della società civile. Il valore aggiunto di queste collaborazioni consente di mettere a fattor comune risorse non solo economiche ma anche in termini di know-how ed esperienza, contribuisce al miglioramento della qualità della vita delle persone e al raggiungimento dei Sustainable Development Goals (SDG). A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, dal momento dell'acquisizione delle licenze fino al decommissioning, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme – LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDC), prevedono cinque linee di azione: (i) progetti di sviluppo locale: contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali) e alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua ed ai servizi igienici, ad una corretta nutrizione e al supporto dei servizi e dei sistemi sanitari, oltre al miglioramento dello stato di salute dei gruppi vulnerabili; (ii) Local Content: generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo; (iii) Land management: gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali; (iv) Stakeholder engagement: la capacità della Società di relazionarsi con gli stakeholder e di rafforzare la reciproca comprensione e fiducia è elemento fondamentale per la definizione e conduzione delle attività di dialogo e coinvolgimento degli stakeholder, oltre che delle migliori azioni da mettere in campo per conseguire uno sviluppo sostenibile in sinergia con le comunità locali; (v) Human Rights: valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite HRIA o HRRA (si veda sezione Diritti Umani sopra), definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGP) e promozione dei diritti umani mediante i Progetti di Sviluppo Locale sopra richiamati.

La definizione di Local Development Programme implica l'impegno di Eni in prima linea sul campo e al fianco degli altri attori locali per contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi. In questa direzione si muovono molte delle partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e – più in generale – della cooperazione allo sviluppo, come ad esempio gli accordi firmati nel 2021: in Angola con VIS per il progetto integrato a Cabinda, con CUAMM (Collegio Universitario Aspiranti Medici Missionari) per un progetto volto a migliorare la salute per le comunità a Cunene; è stato inoltre rinnovato l'accordo con IIA (Instituto de Investigaçao Agronomica) e con ADPP è stato firmato un accordo per l'installazione di pannelli solari in 4 centri di salute; in Mozambico con AVSI e CUAMM in risposta all'emergenza umanitaria e con UNILURIO per l'implementazione di un progetto di resilienza al cambiamento climatico per le comunità nel distretto di Mecufi; in Kenya un cooperation agreement con AVSI per l'installazione pilota di pannelli fotovoltaici organici (OPV) in una scuola della Contea di Kwale; in Egitto è stato firmato un cooperation agreement per l'avvio della Scuola di Tecnologia Applicata Zohr a Port Said con Fondazione Elsewedy, il Ministero dell'Educazione e della Formazione Tecnica, il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie, il governatorato di Port Said e la Egyptian Natural Gas Holding Company; con AICS (Agenzia Italiana per la Cooperazione e lo Sviluppo) in Mozambico per collaborare nei settori dell'educazione e formazione tecnica, sicurezza alimentare e nutrizione, salute, accesso all'energia e diversificazione economica con particolare riferimento all'agricoltura e in Kenya in settori chiave per lo sviluppo del Paese quali agricoltura e catene del valore dell'ambiente, della salute, della formazione e dell'istruzione professionale, nonché dell'accesso all'energia/energia verde e all'innovazione; in Kazakistan un cooperation agreement con UNDP (United Nations Development Programme) per l'implementazione di un progetto di efficientamento energetico e l'installazione di un impianto solare termico in una scuola nella regione del Turkistan. Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti

a livello internazionale, Eni ha sviluppato: (i) strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale, come ad esempio la Social Context analysis – anche in base alla global Multidimensional Poverty Index (MPI) sviluppato da UNDP e Oxford University – e gli Human Rights Impact Assessment (HRIA); (ii) strumenti gestionali per "mappare" la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti, tra cui Stakeholder Management System (SMS), Logical Framework Approach (LFA) e Monitoring, Evaluation and Learning (MEL); (iii) strumenti di valutazione di impatto, utili a valorizzare i benefici diretti, indiretti e indotti generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione, come ad esempio Eni Local Content Evaluation (ELCE) e Eni Impact Tool[62]; (iv) analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estero Upstream, che nel 2021, è risultata pari a circa il 35% dello speso totale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €105,3[63] milioni (quota Eni), di cui circa il 95% nell'ambito delle attività Upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €37,1 milioni, di cui €28,8 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture in particolare edifici scolastici. In Asia sono stati spesi ca. €28 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture. In Italia sono stati spesi €32,6 milioni. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €39,8 milioni, di cui €20,5 milioni in Asia, €14,3 milioni in Africa, €5,0 milioni in America Centro-Meridionale. Tra i principali progetti realizzati nel 2021 si segnalano iniziative per favorire: i) l'accesso all'acqua attraverso la costruzione di un impianto di trattamento delle acque in Iraq; manutenzione di 10 pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici nel nord-est della Nigeria, l'installazione di sette punti d'acqua in Ghana, manutenzione dei punti d'acqua preesistenti e attività di sensibilizzazione circa l'utilizzo dell'acqua pulita e potabile in Angola; ii) l'accesso all'elettricità in Libia attraverso il supporto a General Electricity Company Libica (GECOL) in termini di ricambi e training; in Angola attraverso la manutenzione dei sistemi di energia solare installati presso scuole e centri medici; sono state inoltre svolte attività per favorire l'accesso al clean cooking in Mozambico, Ghana e Angola attraverso campagne di sensibilizzazione e distribuzione di sistemi di cottura migliorati; iii) la diversificazione economica sia nel settore agricolo in Angola, Congo e Nigeria sia per supportare l'imprenditoria locale e giovanile in Ghana ed Egitto; iv) l'accesso all'educazione con attività sia per gli studenti che per i formatori in Angola, Egitto, Mozambico, Ghana, Iraq e Messico. Nell'ambito degli interventi attuati in risposta alle esigenze sanitarie nel 2021, Eni ha sostenuto 11 iniziative contro la pandemia COVID-19, in 8 Paesi esteri, rivolte in particolare ai gruppi vulnerabili locali, ospedali, istituzioni sanitarie e ministeri della salute, fornendo: ventilatori e respiratori; apparecchiature per terapia intensiva e altre apparecchiature mediche; dispositivi di protezione individuale. Inoltre, il piano di risposta all'emergenza ha previsto: i) l'implementazione di campagne di sensibilizzazione comunitaria e azioni di "community engagement" volte a prevenire la diffusione del virus; ii) distribuzione di informazioni igienico-sanitarie e strumenti per il lavaggio delle mani; iii) misure di protezione sociale e assistenza alimentare come la distribuzione di pasti per famiglie e gruppi vulnerabili. Oltre al supporto per combattere la pandemia, Eni ha realizzato 37 iniziative in 14 Paesi per il miglioramento dello stato di salute delle popolazioni attraverso il rinforzamento delle competenze del personale sanitario, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento, l'accesso all'acqua potabile, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte. Il totale della spesa per le iniziative di salute delle comunità nel 2021 corrisponde a €11,6 milioni, di cui €3,1 milioni per il supporto alle comunità locali nell'ambito dell'emergenza COVID-19.

Nel corso del 2021 sono stati ricevuti 245 grievance[64], di cui il 53% sono stati già risolti. I reclami hanno riguardato principalmente: gestione delle relazioni con le comunità, gestione degli aspetti ambientali, land management, sviluppo dell'occupazione.

Infine, nel 2021, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 10 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 7 come studi preliminari integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment) e 3 come integrati ESHIA.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021		2020	2019
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	(milioni di euro)	**105,3**	*95,6*	96,1	95,3
di cui: infrastrutture		**39,8**	*36,6*	41,8	43,4

(62) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte future di investimento.
(63) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2021 sono pari a €5,9 mln, di cui: €5,8 mln in Mozambico, €0,02 mln in Ghana e €0,04 mln in Kazakistan.
(64) Reclamo o lamentela sollevato da un individuo – o da un gruppo di individui – relativo a incidenti o danni o altri impatti ambientali o sociali, reali o percepiti, avvenuti, in corso o potenziali e determinati dalle attività della società o da un suo contrattista o fornitore. Un grievance viene definito come "risolto" quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.

TASSONOMIA

Il Regolamento 852 del giugno 2020 del Parlamento Europeo e del Consiglio "Taxonomy Regulation" istituisce un sistema di classificazione unitario (tassonomia) delle attività economiche sostenibili al fine di individuare il grado di ecosostenibilità degli investimenti produttivi.
In base al regolamento della tassonomia un'attività economica è considerata sostenibile se:

i) contribuisce in modo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali dell'UE (di cui all'art. 9 del regolamento);
ii) rispetta il principio del "do no significant harm" (DNSH), cioè di non ledere alcuno degli altri obiettivi;
iii) presenta requisiti minimi di salvaguardia che sono procedure adottate dalle imprese per garantire nello svolgimento dell'attività il rispetto delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali e dei Principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'ILO sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo;
iv) sia conforme ai criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria – TSC" stabiliti dalla Commissione, che definiscono le condizioni di performance affinché contribuisca in modo sostanziale a uno dei sei obiettivi ambientali e rispetti il principio DNSH.

Gli obiettivi ambientali previsti dalla Tassonomia sono:

- la mitigazione dei cambiamenti climatici;
- l'adattamento ai cambiamenti climatici;
- l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine;
- la transizione verso un'economia circolare;
- la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento;
- la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

Per ciascuno di questi obiettivi ambientali, la Commissione in forza della delega conferita dalla Taxonomy Regulation emana un allegato tecnico (Annex) che identifica le attività economiche in grado di contribuire a ciascun obiettivo e i relativi criteri di vaglio tecnico "TSC", che stabiliscono le condizioni di performance che devono essere valutate per ciascuna attività ai fini della verifica del principio del contributo sostanziale all'obiettivo e del rispetto del principio di DNSH nei confronti degli altri obiettivi.
A oggi, la Commissione ha emanato gli annex I e II relativi agli obiettivi ambientali: mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici.
In base all'art. 8 della Tassonomia, le società quotate nei mercati regolamentati dell'UE tenute a redigere la Dichiarazione di carattere Non Finanziario "DNF" (di cui agli art. 19 bis e 29 bis della Direttiva 2013/34/UE) sono soggette a delle disposizioni di trasparenza in materia di attività sostenibili attraverso la pubblicazione in DNF di tre indicatori di performance ("KPI") relativi alla quota di ricavi, costi operativi ("opex") e investimenti ("capex") associati alle attività economiche ecosostenibili sul totale delle tre voci a livello di impresa. Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione delle informazioni richieste per rispettare l'obbligo di reporting previsto dall'art. 8, nonché la metodologia per conformarsi a tale obbligo informativo.
In base al Regolamento Delegato, il nuovo obbligo di reporting è in vigore dalla DNF relativa all'esercizio 2021 pubblicata nel calendar year 2022. Nel primo anno di reporting, è prevista l'indicazione dell'incidenza di ricavi, opex e capex relativi alle attività di Eni considerate ammissibili dalla Tassonomia (Taxonomy-eligible) sui corrispondenti valori del bilancio consolidato in relazione ai primi due obiettivi ambientali – mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici – per i quali sono stati emanati i relativi atti delegati di normazione, senza applicazione dei TSC che saranno applicati dall'esercizio 2022.
Dal secondo anno di reporting, relativo all'esercizio/DNF 2022, le attività Eni ammissibili saranno oggetto di assessment in base ai TSC definiti per ciascuna attività al fine di stabilire nell'ambito dei ricavi/opex/capex ammissibili associati a ciascuna attività, le quote allineate ai requisiti tecnici di performance definiti negli Atti delegati relativi a ciascun obiettivo ambientale, cioè in quale percentuale le attività sono Taxonomy-aligned.
Per attuare gli obblighi di reporting del primo anno di applicazione del Regolamento Tassonomia, Eni ha eseguito una mappatura delle attività economiche di presenza per valutare le attività economiche operate ammissibili ai sensi della Tassonomia per il conseguimento dei primi due obiettivi ambientali (mitigazione e adattamento).

PRINCIPALI ATTIVITÀ AMMISSIBILI DI ENI AI FINI DELL'OBIETTIVO DI MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

3.10	Produzione d'idrogeno
3.14	Produzione di prodotti chimici organici di base
3.17	Produzione di plastiche in forma primaria
4.1	Generazione di e.e. solare
4.3	Generazione di e.e. eolica
4.4	Generazione di e.e. dalla tecnologia dell'energia del mare
4.8	Generazione di e.e. da bioenergia
4.13	Produzione di biocarburanti per l'utilizzo nei trasporti
4.20	Cogenerazione di caldo/freddo ed e.e. da bioenergia
5.1 -5.4	Costruzione, estensione ed esercizio di reti di raccolta e Trattamento di acqua e acqua di risulta
5.7	Digestione anaerobica di rifiuti organici
5.12	Stoccaggio geologico permanente sotterraneo della CO_2
6.10	Trasporto di merci via mare
6.15	Infrastrutture per il trasporto low carbon su strada e trasporto pubblico

7.6 Installazione/manutenzione di tecnologie per le energie rinnovabili

Tali attività sono ammissibili anche ai fini del conseguimento dell'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico. Nella DNF 2022 che sarà pubblicata nel calendar year 2023 saranno fornite le percentuali in base alle quali ciascuna delle attività Eni ammissibili per la mitigazione è adattata ai rischi del cambiamento climatico attraverso l'applicazione del relativo criterio DNSH.
I dati economici e patrimoniali delle attività ammissibili di Eni per il calcolo delle incidenze sui valori del bilancio consolidato sono stati estratti a cura delle società del Gruppo dai sistemi di contabilità generale e di contabilità analitica utilizzati per la preparazione dei bilanci civilistici, redatti nella maggior parte dei casi a principi IFRS. I dati delle contabilità societarie sono rettificati, ove necessario, per adeguarli ai principi IFRS adottati nella preparazione del bilancio consolidato di Eni e apportando le opportune elisioni di consolidamento (transazioni intercompany, eliminazione utili interni, etc.).
Pertanto, i dati utilizzati per il calcolo delle percentuali di incidenza delle attività ammissibili previste dalla normativa sono desunti dai flussi amministrativi per il bilancio consolidato di Eni. Le voci di ricavi, costi operativi, incrementi delle immobilizzazioni materiali e immateriali, compresi gli incrementi derivanti da acquisizioni e per accensione/rinnovo/revisione di contratti di leasing, sono stati determinati estraendo le corrispondenti voci dei conti di contabilità generale per le società del Gruppo che svolgono in modo esclusivo una delle attività ammissibili (mono-business), mentre per le società pluri-business si è reso necessario segmentare le voci di contabilità generale rilevanti utilizzando la contabilità analitica che disaggrega i dati della contabilità generale attribuendoli a più oggetti di reporting (linee di prodotto, stabilimenti, unità produttive, commesse di costo/investimento) in funzione delle esigenze del management di comprensione delle modalità di formazione dei risultati e di controllo dei costi.
Attribuendo alle attività ammissibili di Eni ai fini degli obiettivi di adattamento di mitigazione del cambiamento climatico le voci di ricavi, costi operativi e incrementi delle immobilizzazioni materiali/immateriali e dei diritti di utilizzo beni in leasing relative all'esercizio 2021, si ottengono le seguenti incidenze sui corrispondenti valori del bilancio consolidato:

TASSONOMIA EUROPEA - INCIDENZA ATTIVITÀ AMMISSIBILI		Ricavi	Capex	Opex
Ammissibili	(milioni di euro)	5.530	1.653	535
Non-ammissibili	(milioni di euro)	71.045	6.128	3.157
Totale	(milioni di euro)	76.575	7.781	3.692
% Ammissibile		**7%**	**21%**	**14%**
% Non-Ammissibile		**93%**	**79%**	**86%**

I ricavi delle attività ammissibili comprendono principalmente i ricavi generati da:

- le vendite wholesale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, fotovoltaico ed eolico onshore, fatte dal segmento di business Plenitude & Power tramite la società Eni New Energy SpA e le controllate operative in Italia, Francia, Spagna e USA;
- le vendite di biocarburanti non miscelati, nello specifico di Hydrogenated Vegetable Oil prodotto dalle bioraffinerie Eni e venduto sul mercato FOB;
- le vendite di energia elettrica prodotta da bioenergia (fermentazione di materia prima agricola) fatte dalle società del gruppo Fri-El (ora EniBioCh4in) acquisite in corso d'anno;
- le vendite di energia elettrica e calore cogenerativo prodotti da biomassa forestale fatte dallo stabilimento di Crescentino della Versalis;
- le vendite delle attività di transizione relative alla produzione di chimica organica e di prodotti di plastica in forma primaria di Versalis.

In caso di applicazione dei TSC con particolare riferimento alle attività di transizione della chimica organica/produzione di materia plastiche, la percentuale di incidenza dei ricavi registrerebbe un significativo ridimensionamento.

TASSONOMIA EUROPEA - OPEX	(milioni di euro)	2021
Costi operativi		3.515
Costi spesati di ricerca e sviluppo		177
Totale denominatore opex		**3.692**

I costi operativi delle società del Gruppo Eni presi come riferimento per la definizione sia del numeratore sia del denominatore del rapporto di incidenza sul bilancio consolidato di quelli relativi alle attività ammissibili i sono stati determinati sulla base del modello di controllo dei costi fissi adottato dal management che, a partire dai dati di contabilità generale relativi ad acquisti,

prestazioni, costo lavoro e oneri diversi, esclude i costi relativi all'acquisto delle materie prime, utenze industriali e di prodotti per la rivendita e aggrega le voci di costo in base al criterio di destinazione rispetto alle varie fasi di misura e controllo del processo di produzione/vendita:

- costi fissi industriali che comprendono il costo lavoro del personale addetto alla manutenzione, funzionamento e servizio degli impianti industriali, le prestazioni esterne (essenzialmente le manutenzioni appaltate a fornitori terzi), i costi generali di stabilimento, i materiali di consumo (parti di ricambio e beni per l'ammodernamento degli impianti) e comprendono gli interventi per l'efficienza energetica degli edifici e altri beni immobili, nonché l'acquisto di output da attività ammissibili abilitanti per conseguire riduzioni di emissioni di CO_2 ;
- i costi diretti della ricerca e sviluppo non capitalizzati all'attivo;
- i costi fissi della fase commerciale;
- i costi fissi del personale di sede e delle attività amministrative e generali (essenzialmente costo lavoro e prestazioni nelle aree legali, gestione del personale, informatica, di amministrazione).

Ai fini dell'obbligo di reporting il management ha individuato i costi fissi industriali e i costi di R&D non capitalizzati quale l'aggregato di spese operative "opex" che corrisponde alla definizione di denominatore adottato dal Regolamento Delegato sul reporting. In linea con le disposizioni, gli opex sostenuti per l'acquisto di prodotti abilitanti o in relazione a processi produttivi abilitanti sono stati riconosciuti dalle attività economiche svolte da Eni nel rispetto della limitante prevista dall'art. 16 del Reg. Tassonomia di non comportare una dipendenza da attività che compromettano gli obiettivi ambientali a lungo termine, in considerazione della loro vita economica. In tale ambito, gli opex sostenuti dal settore E&P per incrementare l'efficienza energetica/ridurre le emissioni di CO_2 degli impianti Oil & Gas sono stati esclusi. Tale principio è stato applicato anche ai capex.
Nel 2021, Eni ha sostenuto costi operativi di €14 milioni per l'acquisto di carbon credits nell'ambito della partecipazione finanziaria a progetti di conservazione delle foreste certificati REDD+ dalla FAO; tali progetti sono parte dei driver individuati dal management per eseguire la strategia di net zero emission dei prodotti/processi Eni al 2050. Ai fini della rendicontazione prevista dal Regolamento Tassonomia, tali oneri non sono considerati ammissibili poiché tali crediti sono utilizzati per l'offset delle emissioni di E&P.
In caso di applicazione dei TSC. La percentuale degli opex registrerebbe un significativo ridimensionamento.

TASSONOMIA EUROPEA - CAPEX	(milioni di euro)	2021
Incrementi di impianti e macchinari		4.950
Incrementi di attività intangibili		284
Incrementi dei diritti di utilizzo beni in leasing		1.104
Incrementi per acquisizioni & goodwill		3.017
a dedurre: goodwill		(1.574)
Totale denominatore capex		**7.781**

Per quanto riguarda l'incidenza dei capex pari al 21%, le attività ammissibili Eni che nel 2021 hanno registrato incrementi della voce immobili, impianti e macchinario per effetto di investimenti o dell'allocazione del costo di acquisizione di società e rami d'azienda o assunzione di beni in leasing sono state principalmente:

- le attività di produzione di e.e. da fonti rinnovabili (attività 4.1 e 4.3);
- le attività di transizione della chimica;
- l'attività di produzione di e.e. da bioenergia;
- la realizzazione di infrastrutture per il trasporto low carbon;
- la sequestrazione e confinamento della CO_2;
- la produzione di biocarburanti.

Il denominatore del rapporto di incidenza dei capex corrisponde alla somma delle voci "incrementi per investimenti" e "variazioni dell'area di consolidamento" relative agli immobili, impianti e macchinari oggetto di disclosure nella nota 12 al bilancio consolidato 2021 e alle analoghe voci dei diritti di utilizzo beni in leasing di cui alla nota 13 e delle attività immateriali di cui alla nota 14.
In particolare, gli incrementi registrati nell'attività 4.1 e 4.3 di produzione di e.e. da rinnovabili sono relativi in parte all'avanzamento/completamento di progetti sanzionati di espansione della capacità di generazione e, in maggiore misura, all'allocazione a PP&E del costo delle acquisizioni fatte nell'anno (descritte nelle note al bilancio consolidato).

Applicando i TSC ai capex del 2021, l'incidenza sul totale del bilancio consolidato registrerebbe una riduzione di modesta entità.

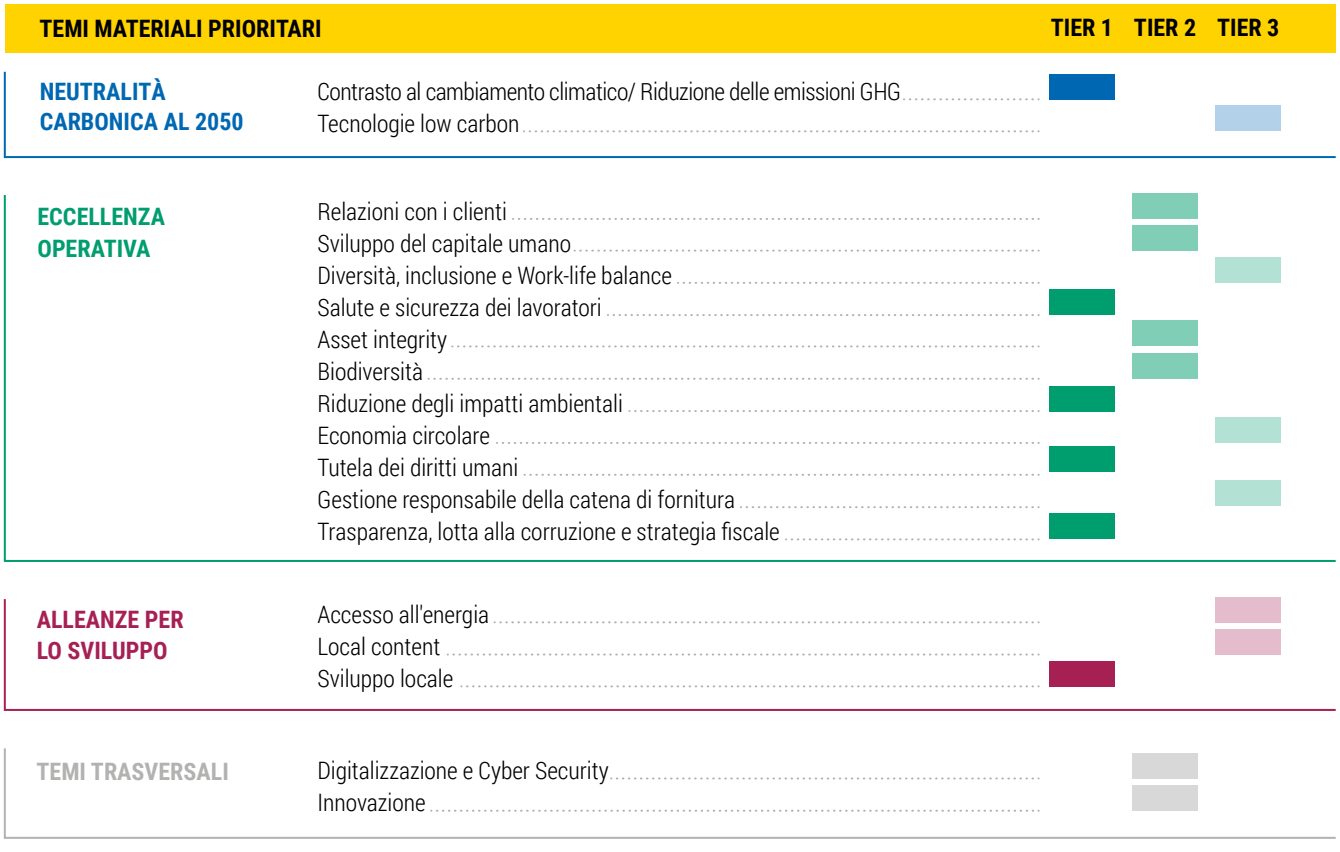
L'effort di R&D, prevalentemente spesato a conto economico, ha riguardato principalmente:

- le tecnologie per la produzione d'idrogeno e lo stoccaggio;
- le tecnologie per la produzione di e.e. da pannelli solari e lo stoccaggio;
- la sperimentazione della tecnologia di produzione di e.e. sfruttando il moto ondoso del mare;
- la realizzazione di tecnologie per produzioni industriali low carbon;
- la tecnologia di sequestrazione e confinamento geologico della CO_2.

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare le tematiche rilevanti e prioritarie, per Eni e per i propri stakeholder, Eni aggiorna l'analisi di materialità funzionale per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità. Tale analisi è articolata nelle seguenti fasi:

1. **Identificazione degli aspetti rilevanti:** attraverso un'analisi che, in linea con il concetto di doppia materialità, ha considerato una doppia prospettiva: **INSIDE-OUT**: temi che riflettono gli impatti significativi reali o potenziali, negativi o positivi, connessi alle attività di Eni nonché alla sua catena del valore, quali ad esempio: i) principali temi emersi sia dalla piattaforma Stakeholder Management System, (si veda pagg. 20-21), sia mediante interviste con le funzioni interne che gestiscono i rapporti con specifiche categorie di stakeholder, ii) temi rilevanti a seguito di analisi di benchmark rispetto ai principali peers ecc. **OUTSIDE-IN:** rischi e opportunità di sostenibilità che possono influenzare lo sviluppo, la performance e la posizione dell'organizzazione, quali: (i) risultanze dei risk assessment sui rischi ESG emerse dal processo di Risk Management Integrato considerando anche le evidenze fornite da provider esterni e (ii) macro-trend anche emergenti rilevanti per il settore di Eni.
2. **Coinvolgimento del Top Management e dei principali stakeholder:** una volta identificati gli aspetti rilevanti, gli stessi sono stati prioritizzati attraverso il coinvolgimento diretto del Top Management e di un campione rappresentativo dei principali stakeholder di Eni, ai quali è stato sottoposto un questionario online.
3. **Prioritizzazione dei temi rilevanti**: i risultati dei questionari, insieme ai risultati dell'attività risk assessment 2021 (si veda Principali Rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165) relativa ai rischi ESG hanno permesso di attribuire un ordine di priorità alle tematiche materiali per il reporting di sostenibilità 2021, permettendo la rappresentazione degli stessi in 3 TIER di rilevanza.
4. **Condivisione e validazione con gli Organi di Governo:** il management coinvolto nel processo di reporting non finanziario ha validato gli aspetti materiali, che, a loro volta, sono stati presentati al Comitato Sostenibilità e Scenari e al Consiglio di Amministrazione. La Dichiarazione non Finanziaria viene presentata al Comitato Sostenibilità e Scenari, al Comitato Controllo e Rischi, al Collegio Sindacale e approvata dal Consiglio di Amministrazione.



PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

Standard, linee guida e raccomandazioni. La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information, e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: i) "Standard 403: Occupational Health and Safety", ii) "Standard 303: Water and Effluents" – che fanno riferimento all'edizione 2018 –, iii) "Standard 207: Tax" del 2019 e iv) "Standard 306: Waste" del 2020. Inoltre, le raccomandazioni segnalate dall'ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sono state recepite sia all'interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione, nonché il set di metriche core definite dal WEF nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" di settembre 2020. La Dichiarazione include le informazioni richieste dall'art. 8 del Regolamento (UE) 2020/852 del 18 giugno 2020 (c.d. "Regolamento Tassonomia") e dei Regolamenti delegati (UE) 2021/2178 e (UE) 2021/2139 ad esso collegati. L'esame limitato svolto dalla società di revisione (PwC SpA) sulla DNF non si estende alle informazioni, fornite ai sensi del Regolamento Tassonomia, contenute nel paragrafo dedicato (pagg. 196-198).

Indicatori di performance. I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi a valle di un'analisi di materialità e sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2019-2021. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2021 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate, eventuali errori di calcolo e perimetro. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l'utilizzo di specifici software aziendali.

Perimetro. Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare:

(i) Per i KPI relativi a sicurezza, ambiente e clima, il perimetro è costituito, oltre che dalle società controllate da Eni SpA, anche dalle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate riportate in nota[65];
(ii) Il perimetro relativo ai KPI afferenti alla salute, è esteso anche alle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, che si riferiscono alle sole società consolidate integralmente);
(iii) Relativamente ai dati riferiti alla formazione anti-corruzione il perimetro include Eni SpA e le società controllate;
(iv) Relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale il perimetro include Eni Spa, società controllate e a controllo congiunto;
(v) Il perimetro riferito ai dati afferenti ai fascicoli di segnalazione comprende Eni SpA e le società controllate;
(vi) Infine, il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anti-corruzione include le società controllate, le società partecipate in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni.

I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2021 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente.
Per quanto concerne tutti gli altri KPI/dati il perimetro, coerentemente con la normativa di riferimento, coincide con le società consolidate integralmente ai fini della predisposizione del bilancio consolidato dal Gruppo Eni.

(65) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società: AGIBA PETROLEUM CO, CARDÓN IV, SA, Costiero Gas Livorno SpA, Eni Gas Transport Services Srl, Eni Iran BV, Eni Ukraine LLC - IN LIQUIDATION, EniProgetti Egypt Ltd, ESACONTROL SA, Groupment Sonatrach-Eni, INDUSTRIA SICILIANA ACIDO FOSFORICO - ISAF - SPA - in liquidazione, Karachaganak Petroleum Operating BV, LLC "Eni Energhia", LLC "Eni-Nefto", Mellitah Oil & Gas BV, Mozambique Rovuma Venture SpA, OLEODOTTO DEL RENO SA, Olèoduc du Rhone SA, Petrobel Belayim Petroleum Co, SeaPad SpA, SEGAS Services SAE, Servizi Fondo Bombole Metano SpA, Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA, Società EniPower Ferrara Srl, TECNOESA SA, Vår Energi AS, VERSALIS PACIFIC (INDIA) PRIVATE LIMITED.

KPI	METODOLOGIA
CAMBIAMENTO CLIMATICO	
EMISSIONI GHG	**Scope 1:** le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO_2, CH_4 e N_2O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO_2 equivalente è 25 per il CH_4 e 298 per l'N_2O. I. Non comprende i contributi di emissioni di CO_2 di origine biogenica. **Scope 2:** sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno. **Scope 3:** emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil & Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendiconta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO_2, CH_4 e N_2O e sono contabilizzate al 100%. ▸ Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata. ▸ R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati). ▸ EniPower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano).
EFFICIENZA OPERATIVA	L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (Scope 1 e Scope 2 espresse in tonCO_2eq.) dei principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento, misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. In particolare si specifica che: ▸ Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocaruburi e di energia elettrica; ▸ R&M: incluse solo le raffinerie; ▸ Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti; ▸ EniPower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano. A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.
NET CARBON FOOTPRINT	**Net carbon footprint Eni:** l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate in quota equity e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento. **Net carbon footprint upstream:** l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1+2 delle attività di sviluppo e produzione di idrocarburi operate e non operate da Eni contabilizzate su base equity (revenue interest) e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento.
NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS	L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. A differenza delle emissioni Scope 3 (end use), che Eni rendiconta in base alla produzione Upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni scope 3 end-use associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.
NET CARBON INTENSITY	L'indicatore, contabilizzato su base equity, è espresso come rapporto tra le emissioni GHG assolute nette a ciclo di vita, (si veda Net GHG Lifecycle Emissions), e il contenuto energetico dei prodotti venduti da Eni.
CAPACITÀ INSTALLATA DA RINNOVABILI	L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.
PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
RELAZIONI INDUSTRIALI	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.
GENDER PAY GAP RAW	Il pay ratio raw è calcolato come rapporto tra la remunerazione media della popolazione femminile e la remunerazione media di quella maschile per la singola qualifica e per la popolazione complessiva.
ANZIANITÀ LAVORATIVA	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
ORE DI FORMAZIONE	Ore erogate ai dipendenti di Eni SpA e società controllate tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e a distanza) e attraverso attività realizzata dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.

KPI	METODOLOGIA
DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
TASSO DI TURNOVER	Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
SICUREZZA	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. **TRIR:** indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze:** infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Near miss:** evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunose o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. I pericoli principali rischi rilevati nel 2021 in Eni riguardano: ▸ caduta in piano; ▸ colpo, urto, schiacciamento durante l'utilizzo di attrezzature; ▸ sollevamenti. Per la valutazione dei KPI infortunistici, oltre allo standard GRI, Eni recepisce ed integra, attraverso le proprie procedure interne, le linee guida IOGP in materia di work-relatedness event tenendo in considerazione anche il rischio Paese.
SALUTE	**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:** indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. **Casi registrabili di malattie professionali:** numero di denunce di malattia professionale. **Tipologie principali di malattie:** le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).
AMBIENTE	
RISORSA IDRICA	**Prelievi idrici:** somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo. Il limite per acqua dolce, più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 ppm), è pari a 2000 ppm di TDS, così come previsto nella guida IPIECA/API/IOGP 2020. **Scarichi idrici:** Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento.
BIODIVERSITÀ	**Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):** siti operativi in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento). **Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):** siti operativi in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento). **Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. **Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme – World Conservation Monitoring Center). Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: ▸ è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); ▸ i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.
SPILL	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo.

KPI	METODOLOGIA
RIFIUTI	**Rifiuti da attività produttiva:** rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. **Rifiuti da attività di bonifica** comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.
TUTELA DELL'ARIA	**NOx:** emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprese emissioni di NO ed NO_2, escluso N_2O. **SOx:** emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. **NMVOC:** emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. **PST:** emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.
DIRITTI UMANI	
CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
SEGNALAZIONI	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, parzialmente fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/non accertabili/not applicable).
FORNITORI	
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence o sottoposti ad un processo di qualifica o oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance o oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare), per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) o sono svolte localmente dalle società estere controllate con una funzione di vendor management ed operanti su VMS almeno sul modulo qualifica da più di un anno (Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US e Eni Angola, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia ed Eni Nigeria (NAOC)). Il perimetro viene progressivamente esteso ogni anno in funzione della diffusione del sistema VMS.
NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE	
COUNTRY-BY-COUNTRY REPORT	La disclosure relativa al country by country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) riportante le principali informazioni richieste dallo standard GRI di riferimento (207-4).
FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	**E-learning** rivolto a risorse in contesto di a medio/alto rischio di corruzione. **E-learning** rivolto a risorse in contesto a basso rischio corruzione. **Workshop generale:** eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. **Job specific training:** eventi formativi in aula rivolti a specifiche famiglie professionali operanti in contesti ad alto rischio di corruzione.
SVILUPPO LOCALE	
INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzati da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.
SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2021 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1)"Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una Joint Venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la Joint Venture); 2)"Metodo Valuta locale" (Angola, Vietnam e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3)"Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Nigeria, Mozambico e USA): viene individuata come locale la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4)"Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo e Messico): viene individuata come locale la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono Ghana, Angola, UK, Iraq, Nigeria, Congo, Messico, Mozambico, USA, Indonesia, Emirati Arabi Uniti e Vietnam. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrato un piano degli approvvigionamenti relativo al quadriennio 21-24 rilevante rispetto al totale del Gruppo Eni.

CONTENT INDEX

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
PROFILO DELL'ORGANIZZAZIONE				
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. 2		
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 2-3		
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, retro cover		
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. 2		
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, retro cover https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html		
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. 3		
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 16-19		
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg.175-178		
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pagg. 190-191		
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 223-227; 477-479		
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 28-33		
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
STRATEGIA				
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 8-15		
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 28-33; 130-154		**Risk and opportunity oversight** - Integrating risk and opportunity into business process
ETICA E INTEGRITÀ				
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 4-5; 39-43 DNF, pagg. 158; 160-161		**Governing purpose** - Setting purpose **Ethical behavior** - Protected ethics advice and reporting mechanisms
GOVERNANCE				
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 34-43		
COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER				
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 178; 201		
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		**Stakeholder engagement** - Material issues impacting stakeholders
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 20-21		
PRATICHE DI REPORTING				
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 438-479 DNF, pag. 200		
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 200; 204-207		
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 199; 200		**Stakeholder engagement** - Material issues impacting stakeholders
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 172; 178; 185		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 200; 204-207		
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 200		
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it-IT/investitori/risultati-finanziari-e-rapporti.html		
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 200		
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it-IT/trasformazione.html		
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. 200; 204-207		
102-56	Attestazione esterna	Relazione Finanziaria Annuale 2021		
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO E TECNOLOGIE LOW CARBON Riduzione delle emissioni GHG; Rinnovabili; Biocarburanti e Chimica verde; Idrogeno; Soluzioni per lo stoccaggio della CO_2; Relazioni con i clienti				
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2])** DNF, pagg. 160-161; 162-163; 199; 205		
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 30; 136-141 DNF, pagg. 166-172		
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF[1]; clienti - RNEC[2])** DNF, pagg. 160-161; 162-163; 166-172; 199; 201; 205		**Climate change** - TCFD implementation
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 170-172; 201		
305-2	Emissioni di gas serra generate da consumi energetici (Scope 2)	DNF, pagg. 170-172; 201		**Climate change** - Greenhouse gas (GHG) emissions
305-3	Altre emissioni di gas serra indirette (Scope 3)	DNF, pagg. 170-172; 201		
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 170-172; 201		
305-5	Riduzione delle emissioni di GHG	DNF, pagg. 170-172; 201		
305-7	NOx, SOx, e altre emissioni significative	DNF, pagg. 182-185; 203		
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 166-172; 199; 201; 205		
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 170-172; 201		
PERSONE Occupazione; Diversità, inclusione e work-life balance; Formazione; Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità				
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205		
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 175-178; 201-202		
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205		
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 175-178; 201-202		**Employment and wealth generation** - Absolute number and rate of employment
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205		
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 175-178; 201-202		
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 205		
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 175-178; 201-202		**Skills for the future** - Training provided
404-3	Percentuale di dipendenti che ricevono una valutazione periodica delle performance e dello sviluppo professionale	DNF, pag. 174		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno**		**Dignity and equality** - Pay equality Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti
		DNF, pagg. 160-161; 173-178; 199; 201-202; 206		**Dignity and equality** - Wage level Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 175-178		**Quality of governing body** - Governance body composition
		Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari, Consiglio di Amministrazione		**Dignity and equality** - Diversity and inclusion
SICUREZZA Sicurezza delle persone e Asset integrity				
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)		**Perimetro: interno ed esterno (fornitori)**		
		DNF, pagg. 160-161; 179-180; 199; 201; 206		**Health and well being** - Health and safety
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 180; 201-202		**Health and well being** - Health and safety
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica; Biodiversità; Oil spill; Qualità dell'aria; Bonifiche e rifiuti; Economia Circolare				
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3 ; 303-1; 303-2)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 202; 206		
303-3	Prelievi idrici	DNF, pagg. 182-186; 202		**Freshwater availability** - Water consumption and withdrawal in water-stressed areas
303-4	Scarichi idrici	DNF, pagg. 182-186; 202		
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 202; 206		
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 182-186; 202		**Nature loss** - Land use and ecological sensitivity
Rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 306-1; 306-2)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 203; 206		
306-3	Rifiuti prodotti	DNF, pagg. 182-186; 203		
306-4	Rifiuti non destinati a smaltimento	DNF, pagg. 182-186; 203		
306-5	Rifiuti destinati allo smaltimento	DNF, pagg. 182-186; 203		
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 180-186; 199; 202; 206		
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. 298-314		
DIRITTI UMANI Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security				
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])**		**Dignity and equality** - Risk for incidents of child, forced or compulsory labour
		DNF, pagg. 160-161; 186-189; 199; 203; 206		
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 188-189; 203		
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])** DNF, pagg. 160-161; 186-189; 199; 203; 206		
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 188-189; 203		
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])** DNF, pagg. 160-161; 186-189; 199; 203; 206		
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pagg. 188-189; 203		
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF[1])**		
		DNF, pagg. 160-161; 190-191; 199; 203; 206-207		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 190-191; 203		
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RPEF[3])** DNF, pagg. 160-161; 191-193; 199; 203; 207		
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 193; 203		**Ethical behaviour** - Anti-corruption
205-3	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	DNF, pagg. 193; 203		
Tax - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 207-1; 207-2; 207-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 191-193; 199; 203; 207		
207-4	Imposte: Rendicontazione Paese per Paese	DNF, pagg. 191-193; 203. Per maggiori informazioni si veda la nota 32 del Bilancio consolidato		
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE Diversificazione economica; Educazione e formazione; Accesso all'acqua, all'energia e all'igiene; Salute; Protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico-Private				
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 194-195; 199; 203; 207		
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pagg. 194-195; 203		
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 199; 207		**Employment and wealth generation** - Financial investment contribution Nel 2021 si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €5.067 milioni e Share buybacks plus dividend payments pari a €2.763 milioni. **Community and social vitality** - Total tax paid Eni nel 2021 ha pagato €3.726 milioni di imposte.
201-1	Valore economico direttamente generato e distribuito	DNF, pag. 207		**Employment and wealth generation** - Economic contribution 1) Nel 2021, Eni ha generato un valore economico pari a €78 miliardi di cui sono stati distribuiti €66 miliardi, in particolare: 84% sono costi operativi, 4% salari e stipendi per i dipendenti, 6% pagamenti ai fornitori di capitale, 6% pagamenti alla Pubblica Amministrazione. 2) Eni nel 2021 ha ricevuto circa €84 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione, principalmente all'estero.
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** DNF, pagg. 160-161; 194-195; 199; 203; 207		
413-1	Attività di coinvolgimento delle comunità locali	DNF, pagg. 194-195; 203		
LOCAL CONTENT Gestione responsabile della catena di fornitura; Business e valore aggiunto creato nei Paesi di presenza				
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF[1])** DNF, pagg. 160-161; 194-195; 199; 203; 207		
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 194-195; 203		
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY				
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		**Perimetro: interno** pagg. 160-161; 166-172; 199; 207		**Innovation of better products and services** - Total R&D expenses DNF, pag. 172

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.
(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.
(3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili
In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2021 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 53 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2021 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle 12 società controllate: NAOC - Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co. Inc., Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc., Eni UK Ltd, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc, Eni ULX Ltd, Eni UK Holding Plc;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate
Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2021.

Sedi secondarie
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio
Successivamente alla chiusura del bilancio, si evidenzia il provvedimento dell'amministrazione finanziaria italiana nell'ambito del pacchetto di misure adottate dal Governo per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, di introdurre per il 2022 un contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive realizzato nel semestre ottobre 2021-marzo 2022 rispetto al corrispondente periodo 2020-2021. In considerazione dell'iter di conversione legislativa ancora in corso, della necessità di provvedimenti attuativi e necessari chiarimenti interpretativi, nonché della indisponibilità di dati completi di comparazione, ad oggi non risulta possibile effettuare una stima attendibile degli impatti a livello consolidato.
Altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00665.

Capacità installata da rinnovabili Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.

Compounding Attività specializzata nella produzione di semilavorati in forma granulare derivanti dalla combinazione di due o più prodotti chimici.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

Emissioni GHG Scope 1 Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 2 Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 3 Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

Greenhouse Gases (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4) e protossido di azoto (N_2O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO_2 equivalente (CO_2eq.) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Indice di efficienz operativa Eni Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.

Intensità emissiva GHG upstream Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

Materie prime di seconda e terza generazione Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

Moulding Attività di stampaggio di poliolefine espanse per la produzione di manufatti ultraleggeri.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

Net GHG Lifecycle Emissions Emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, incluse produzioni proprie e acquisti da terzi, contabilizzate su base equity e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

Net Carbon Footprint Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

Net Carbon Intensity Rapporto tra Net absolute GHG lifecycle emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

Oil spill Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

Oilfield chemicals Offerta di soluzioni innovative per la fornitura di prodotti chimici e relativi servizi ausiliari per il settore Oil & Gas.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/under lifting Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

Plasmix Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement (PSA) Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Riserve Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di

poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi, il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

UN SDG Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito https://unsdg.un.org

Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi
mgl	migliaia
mld	miliardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

Bilancio consolidato 2021

1 RELAZIONE SULLA GESTIONE **1**

2 BILANCIO CONSOLIDATO **212**

Schemi di bilancio 214

Note al bilancio consolidato 222

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 336

Attestazione del management 357

3 BILANCIO DI ESERCIZIO 358

4 ALLEGATI **436**

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2021 Totale	31.12.2021 *di cui verso parti correlate*	31.12.2020 Totale	31.12.2020 *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	8.254		9.413	
Attività finanziarie destinate al trading	(7)	6.301		5.502	
Altre attività finanziarie	(17)	4.308	*55*	254	*41*
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	18.850	*1.301*	10.926	*802*
Rimanenze	(9)	6.072		3.893	
Attività per imposte sul reddito	(10)	195		184	
Altre attività	(11) (24)	13.634	*492*	2.686	*145*
		57.614		**32.858**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	56.299		53.943	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	4.821		4.643	
Attività immateriali	(14)	4.799		2.936	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.053		995	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	5.887		6.749	
Altre partecipazioni	(16)	1.294		957	
Altre attività finanziarie	(17)	1.885	*1.645*	1.008	*766*
Attività per imposte anticipate	(23)	2.713		4.109	
Attività per imposte sul reddito	(10)	108		153	
Altre attività	(11) (24)	1.029	*29*	1.253	*74*
		79.888		**76.746**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**263**		**44**	
TOTALE ATTIVITÀ		**137.765**		**109.648**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	2.299	*233*	2.882	*52*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.781	*21*	1.909	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	948	*17*	849	*54*
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	21.720	*2.298*	12.936	*2.100*
Passività per imposte sul reddito	(10)	648		243	
Altre passività	(11) (24)	15.756	*339*	4.872	*452*
		43.152		**23.691**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	23.714	*5*	21.895	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	4.389	*1*	4.169	*112*
Fondi per rischi e oneri	(21)	13.593		13.438	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	819		1.201	
Passività per imposte differite	(23)	4.835		5.524	
Passività per imposte sul reddito	(10)	374		360	
Altre passività	(11) (24)	2.246	*415*	1.877	*23*
		49.970		**48.464**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	**124**			
TOTALE PASSIVITÀ		**93.246**		**72.155**	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		22.750		34.043	
Riserve per differenze cambio da conversione		6.530		3.895	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		6.289		4.688	
Azioni proprie		(958)		(581)	
Utile (perdita) dell'esercizio		5.821		(8.635)	
Totale patrimonio netto di Eni		**44.437**		**37.415**	
Interessenze di terzi		**82**		**78**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(26)	**44.519**		**37.493**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**137.765**		**109.648**	

Conto economico

(€ milioni)	Note	2021 Totale	2021 *di cui verso parti correlate*	2020 Totale	2020 *di cui verso parti correlate*	2019 Totale	2019 *di cui verso parti correlate*
Ricavi della gestione caratteristica		76.575	*3.000*	43.987	*1.164*	69.881	*1.248*
Altri ricavi e proventi		1.196	*52*	960	*35*	1.160	*4*
TOTALE RICAVI	(29)	**77.771**		**44.947**		**71.041**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(55.549)	*(8.644)*	(33.551)	*(6.595)*	(50.874)	*(9.173)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	(279)	*(6)*	(226)	*(6)*	(432)	*28*
Costo lavoro	(30)	(2.888)	*(21)*	(2.863)	*(36)*	(2.996)	*(28)*
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	903	*735*	(766)	*13*	287	*19*
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.063)		(7.304)		(8.106)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(167)		(3.183)		(2.188)	
Radiazioni	(12) (14)	(387)		(329)		(300)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**12.341**		**(3.275)**		**6.432**	
Proventi finanziari	(31)	3.723	*79*	3.531	*114*	3.087	*96*
Oneri finanziari	(31)	(4.216)	*(46)*	(4.958)	*(26)*	(4.079)	*(36)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(31)	11		31		127	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	(306)		351		(14)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		**(788)**		**(1.045)**		**(879)**	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.091)		(1.733)		(88)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		223		75		281	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	**(868)**		**(1.658)**		**193**	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		**10.685**		**(5.978)**		**5.746**	
Imposte sul reddito	(33)	(4.845)		(2.650)		(5.591)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		**5.840**		**(8.628)**		**155**	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		5.821		(8.635)		148	
Interessenze di terzi		19		7		7	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		1,61		(2,42)		0,04	
- diluito		1,60		(2,42)		0,04	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2021	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		**5.840**	**(8.628)**	**155**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
Componenti non riclassificabili a con o economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	119	(16)	(42)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	2		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	105	24	(3)
Effetto fiscale	(26)	(77)	25	5
		149	**33**	**(47)**
Componenti riclassificabili a con o economico				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	2.828	(3.314)	604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(1.264)	661	(679)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	(34)	32	(6)
Effetto fiscale	(26)	372	(192)	197
		1.902	**(2.813)**	**116**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**2.051**	**(2.780)**	**69**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		**7.891**	**(11.408)**	**224**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio di competenza Eni		7.872	(11.415)	217
Interessenze di terzi		19	7	7

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2020	**(26)**	**4.005**	**34.043**	**3.895**	**4.688**	**(581)**	**(8.635)**	**37.415**	**78**	**37.493**
Utile dell'esercizio							**5.821**	**5.821**	**19**	**5.840**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				42			42		42
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					2			2		2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				105			105		105
Componenti non riclassificabili a conto economic					**149**			**149**		**149**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			2.828				2.828		2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				(892)			(892)		(892)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(34)			(34)		(34)
Componenti riclassificabili a conto economic				**2.828**	**(926)**			**1.902**		**1.902**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**2.828**	**(777)**		**5.821**	**7.872**	**19**	**7.891**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		429				(1.286)	(857)		(857)
Acconto sul dividendo	(26)		(1.533)					(1.533)		(1.533)
Attribuzione del dividendo di altre società									(5)	(5)
Destinazione perdita residua 2020			(9.921)				9.921			
Acquisto azioni proprie	(26)		(400)		400	(400)		(400)		(400)
Piano Incentivazione a lungo termine	(26) (30)		16		(23)	23		16		16
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate									(11)	(11)
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				2.000			2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(61)					(61)		(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			**(11.470)**		**2.377**	**(377)**	**8.635**	**(835)**	**(16)**	**(851)**
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(15)					(15)		(15)
Altre variazioni			192	(193)	1				1	1
Altri movimenti di patrimonio netto			**177**	**(193)**	**1**			**(15)**	**1**	**(14)**
Saldi al 31 dicembre 2021	**(26)**	**4.005**	**22.750**	**6.530**	**6.289**	**(958)**	**5.821**	**44.437**	**82**	**44.519**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2019		**4.005**	**35.894**	**7.209**	**1.564**	**(981)**	**148**	**47.839**	**61**	**47.900**
Utile (perdita) dell'esercizio							**(8.635)**	**(8.635)**	**7**	**(8.628)**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				9			9		9
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				24			24		24
Componenti non riclassificabili a conto economic					**33**			**33**		**33**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			(3.313)	(1)			(3.314)		(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				469			469		469
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				32			32		32
Componenti riclassificabili a conto economic				**(3.313)**	**500**			**(2.813)**		**(2.813)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**(3.313)**	**533**		**(8.635)**	**(11.415)**	**7**	**(11.408)**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		1.542				(3.078)	(1.536)		(1.536)
Acconto sul dividendo	(26)		(429)					(429)		(429)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2019			(2.930)				2.930			
Annullamento azioni proprie	(26)				(400)	400				
Piano incentivazione a lungo termine			7					7		7
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate	(27)								15	15
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				3.000			3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			**(1.810)**		**2.600**	**400**	**(148)**	**1.042**	**12**	**1.054**
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(25)					(25)		(25)
Altre variazioni			(16)	(1)	(9)			(26)	(2)	(28)
Altri movimenti di patrimonio netto			**(41)**	**(1)**	**(9)**			**(51)**	**(2)**	**(53)**
Saldi al 31 dicembre 2020	**(26)**	**4.005**	**34.043**	**3.895**	**4.688**	**(581)**	**(8.635)**	**37.415**	**78**	**37.493**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni								
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2018	**4.005**	**35.189**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**4.126**	**51.016**	**57**	**51.073**
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)		(4)					(4)		(4)
Saldi al 1° gennaio 2019	**4.005**	**35.185**	**6.605**	**1.672**	**(581)**	**4.126**	**51.012**	**57**	**51.069**
Utile dell'esercizio						**148**	**148**	**7**	**155**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(37)			(37)		(37)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(7)			(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				(3)			(3)		(3)
Componenti non riclassificabili a conto economic				**(47)**			**(47)**		**(47)**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			604				604		604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(482)			(482)		(482)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(6)			(6)		(6)
Componenti riclassificabili a conto economic			**604**	**(488)**			**116**		**116**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			**604**	**(535)**		**148**	**217**	**7**	**224**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		1.513				(2.989)	(1.476)		(1.476)
Acconto sul dividendo		(1.542)					(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo di altre società								(4)	(4)
Rimborso agli azionisti								(1)	(1)
Destinazione utile residuo 2018		1.137				(1.137)			
Acquisto azioni proprie		(400)		400	(400)		(400)		(400)
Piano incentivazione a lungo termine		9					9		9
Operazioni con gli azionisti		**717**		**400**	**(400)**	**(4.126)**	**(3.409)**	**(5)**	**(3.414)**
Altri movimenti di patrimonio netto		**(8)**		**27**			**19**	**2**	**21**
Saldi al 31 dicembre 2019	**4.005**	**35.894**	**7.209**	**1.564**	**(981)**	**148**	**47.839**	**61**	**47.900**

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2021	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		**5.840**	**(8.628)**	**155**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.063	7.304	8.106
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	167	3.183	2.188
Radiazioni	(12) (14)	387	329	300
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	1.091	1.733	88
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(102)	(9)	(170)
Dividendi	(32)	(230)	(150)	(247)
Interessi attivi		(75)	(126)	(147)
Interessi passivi		794	877	1.027
Imposte sul reddito	(33)	4.845	2.650	5.591
Altre variazioni		(194)	92	(179)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.146)	(18)	366
- rimanenze		*(2.033)*	*1.054*	*(200)*
- crediti commerciali		*(7.888)*	*1.316*	*1.023*
- debiti commerciali		*7.744*	*(1.614)*	*(940)*
- fondi per rischi e oneri		*(406)*	*(1.056)*	*272*
- altre attività e passività		*(563)*	*282*	*211*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		54		(23)
Dividendi incassati		857	509	1.346
Interessi incassati		28	53	88
Interessi pagati		(792)	(928)	(1.029)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.726)	(2.049)	(5.068)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**12.861**	**4.822**	**12.392**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(4.331)***	***(4.640)***	***(6.356)***
Flusso di cassa degli investimenti		(7.815)	(5.959)	(11.928)
- attività materiali	(12)	*(4.950)*	*(4.407)*	*(8.049)*
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)	*(2)*		*(16)*
- attività immateriali	(14)	*(284)*	*(237)*	*(311)*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(27)	*(1.901)*	*(109)*	*(5)*
- partecipazioni	(16)	*(837)*	*(283)*	*(3.003)*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*(227)*	*(166)*	*(237)*
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		*386*	*(757)*	*(307)*
Flusso di cassa dei disinvestimenti		536	216	794
- attività materiali		*207*	*12*	*264*
- attività immateriali		*1*		*17*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(27)	*76*		*187*
- imposte pagate sulle dismissioni		*(35)*		*(3)*
- partecipazioni		*155*	*16*	*39*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*141*	*136*	*195*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		*(9)*	*52*	*95*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(4.743)	1.156	(279)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(12.022)**	**(4.587)**	**(11.413)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(976)***	***(1.372)***	***(2.912)***

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2021	2020	2019
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(19)	3.556	5.278	1.811
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(19)	(2.890)	(3.100)	(3.512)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(939)	(869)	(877)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(19)	(910)	937	161
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.358)	(1.965)	(3.018)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(5)	(3)	(4)
Rimborso di capitale ad azionisti terzi				(1)
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(17)		(1)
Acquisto di azioni proprie	(26)	(400)		(400)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)	1.985	2.975	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(61)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziament		**(2.039)**	**3.253**	**(5.841)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(13)***	***164***	***(817)***
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		52	(69)	1
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**(1.148)**	**3.419**	**(4.861)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	**9.413**	**5.994**	**10.855**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizi [(a)]	(6)	**8.265**	**9.413**	**5.994**

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2021 comprendono €11 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

Note al bilancio consolidato

FATTORI CHE POSSONO INFLUIRE SUI RISULTATI FUTURI

POSSIBILI CONSEGUENZE DEL CONFLITTO TRA RUSSIA E UCRAINA

La crisi nei rapporti tra Russia e Ucraina, che nel febbraio 2022 ha dato origine all'invasione da parte della Russia e ad un conflitto aperto su larga scala con violenti scontri armati e tragica perdita di vite umane, comporta diverse aree di rischio per la situazione economica e finanziaria e le prospettive reddituali del Gruppo.

Rischio macroeconomico

Il possibile prolungarsi del conflitto, l'escalation nell'azione militare, il rischio di allargamento della crisi geopolitica, nonché le sanzioni economiche nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva, sulla fiducia dei consumatori e sulle decisioni d'investimento degli operatori frenando la ripresa economica in atto o nel peggiore degli scenari determinando una nuova recessione dopo quella connessa alla crisi del COVID-19. Questo comporterebbe una riduzione della domanda d'idrocarburi e conseguentemente dei prezzi con potenziali ricadute negative sulla performance finanziaria e le prospettive del Gruppo. Subito dopo lo scoppio delle ostilità con l'invasione russa dell'Ucraina, l'Unione Europea, gli USA e il Regno Unito hanno imposto una serie di dure sanzioni economiche e finanziarie alla Russia, che si sono sommate a quelle già in vigore dal 2014 a seguito della illegale annessione della Crimea.

Rischi connessi agli approvvigionamenti di gas naturale e petrolio dalla Russia

Le restrizioni imposte dalla comunità internazionale alla Russia hanno preso di mira principalmente il settore finanziario russo, precludendo l'accesso a finanziamenti da istituzioni finanziarie statunitensi ed europee. Per quanto riguarda i prodotti energetici importati dalla Russia, molti operatori, trader, società petrolifere, raffinatori e altri, hanno deciso su base volontaria di sospendere gli acquisti di greggio e prodotti dalla Russia dando vita a un regime autosanzionatorio; successivamente il Presidente degli Stati Uniti ha emesso un executive order che vieta di importare prodotti energetici russi. Fino a quando il conflitto proseguirà, è possibile che vengano imposte nuove restrizioni più severe. Per il momento il flusso di approvvigionamento di gas dalla Russia è proseguito con regolarità; gli acquisti di gas naturale proveniente dalla Russia rappresentano circa il 43% del totale approvvigionato dall'Eni nel 2021 (circa 30 miliardi di metri cubi, di cui 22 destinati all'Italia). Il management, in coordinamento con le Istituzioni, sta valutando dei piani volti a diversificare/rafforzare fonti di approvvigionamento alternative facendo leva sulle riserve equity, la flessibilità del portafoglio, la disponibilità di infrastrutture e le relazioni di lungo termine con Stati petroliferi prospicienti l'area del mediterraneo. Tali opzioni potrebbero attenuare i possibili impatti di scenari, al momento non prevedibili, di sanzioni di ampia portata della comunità internazionale nei confronti del settore energetico russo o di interruzioni nelle forniture.
In aggiunta, in questa fase non saranno stipulati nuovi contratti di approvvigionamento di greggio russo per il sistema di raffinazione Eni con possibili disottimizzazioni del supply e maggiori costi attualmente non quantificabili.

Rischi finanziari connessi alla volatilità dei prezzi delle commodity

Dallo scoppio della crisi, i mercati delle commodity energetiche sono entrati in una fase di tensione e di volatilità estrema a causa dei timori degli operatori europei sulla stabilità delle forniture di gas via pipeline dalla Russia e di possibili restrizioni nei flussi di petrolio. I prezzi spot del greggio per il riferimento Brent e i principali benchmark delle quotazioni spot del gas naturale nei mercati europei hanno segnato rialzi significativi portandosi ai massimi dal 2008 per il Brent (a circa 130 $/bbl) e su record storici per il gas. Tale volatilità avrà effetti sui costi e i ricavi dell'esercizio 2022, trainata da possibili aumenti dei prezzi delle materie prime energetiche che potrebbero influenzare sia i ricavi che i costi di acquisto delle materie prime petrolifere e del gas naturale.
Inoltre, l'aumento della volatilità comporta: (i) un aumento del rischio controparte a causa della maggiore esposizione nominale commerciale verso i clienti e delle difficoltà del settore industriale a gestire il sensibile incremento dei costi dell'energia e delle materie prime indotto dalla crisi; (ii) un maggiore rischio finanziario per Eni in relazione alla necessità di incrementare i depositi liquidi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati in adempimento agli obblighi di marginazione (margin call). In risposta alla fase di volatilità il Gruppo sta attuando una manovra di tesoreria finalizzata a incrementare le riserve di liquidità per far fronte a prevedibili spike di volatilità.

Possibili impatti sul valore degli attivi di bilancio

Le società Eni presenti in Russia sono indicate negli allegati al presente bilancio. Il Gruppo ha annunciato l'intenzione di uscire dalla joint operation Blue Stream con valore di libro di €40 milioni (Eni 50%) che gestisce il gasdotto per il trasporto di gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero, commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas; tale dismissione comporterebbe effetti marginali sul bilancio consolidato.
Non si segnalano altri asset significativi del Gruppo in Russia.
Gli effetti della crisi sui risultati economici e finanziari del 2022 e oltre non sono al momento prevedibili nel loro complesso.

IMPATTI COVID-19

Nel corso del 2021 l'attività economica globale ha progressivamente recuperato slancio grazie all'attenuazione degli effetti della pandemia legata al COVID-19 in virtù dell'efficacia della campagna vaccinale in particolare nei paesi OCSE e delle altre misure di contenimento del virus che hanno consentito la graduale riapertura dell'economia e l'aumento della mobilità delle persone. Le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali e le imponenti misure di stimolo fiscale varate dagli Stati hanno sostenuto i consumi e gli investimenti. In tale ambito, la domanda d'idrocarburi e i prezzi delle materie prime che sono il principale driver dei risultati finanziari di Gruppo hanno registrato un recupero significativo. La domanda energetica globale si è dapprima stabilizzata per poi accelerare in maniera inaspettata nell'ultimo trimestre dell'anno trainata dal consolidamento della ripresa economica, determinando il rimbalzo del prezzo del petrolio aumentato del 70% vs. 2020 a circa 71 $/barile in media annua, mentre i prezzi del gas hanno registrato aumenti esponenziali per via di un mercato particolarmente corto. Questi andamenti sono alla base del forte recupero di redditività nei settori Exploration & Production e Global Gas & LNG Portfolio e delle solide performance della chimica, trainata dalla ripresa della domanda di commodity, e dei business di Plenitude. Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul business Refining & Marketing a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di jet fuel che ha penalizzato la redditività della raffinazione tradizionale, su cui hanno pesato anche i maggiori costi delle utility indicizzate al gas e i maggiori oneri per acquisto di certificati emissivi, più che raddoppiati a causa della ripresa e dell'aumento del consumo di carbone in sostituzione del gas. Nel complesso, il 2021 ha visto il significativo rimbalzo dei risultati consolidati che chiudono con un utile di €5,8 miliardi rispetto alla perdita di €8,6 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di €12,9 miliardi cresciuto di circa €8 miliardi rispetto al 2020.
Guardando al futuro, i principali rischi per la performance finanziaria di Gruppo sono legati alla possibilità della diffusione di nuove varianti del virus resistenti ai vaccini, nonché alla ripresa dell'inflazione guidata dall'aumento dei costi delle materie prime quale effetto ultimo delle politiche monetarie/fiscali adottate per risollevare le economie colpite dalla pandemia.

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale[1], secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")[2] emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05[3]. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.
Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2021, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2022, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo. I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.
I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI FORMULATI PER TENER CONTO DEGLI IMPATTI DEI RISCHI CLIMATICI

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel precedente paragrafo.
(2) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).
(3) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2021.

potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021. In particolare, la spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (c.d. stranded asset) per Eni.
La strategia definita da Eni prevede il raggiungimento della neutralità carbonica delle proprie operations nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C; essa si pone, inoltre, dei target intermedi al 2030 e al 2040, sia in termini di riduzione di emissioni assolute che di intensità carbonica. Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei peer dell'industria energetica.
Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposizioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri.
Si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla Gestione – Dichiarazione non finanziaria in merito alle sensitivity analysis operate sul valore delle attività di riferimento considerando gli scenari low carbon indicati da organismi internazionali.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.
Al riguardo un investitore controlla un'impresa quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.
I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.
Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (c.d. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni intragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.
Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti[4] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo[5], sono escluse dall'area di consolidamento: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria.
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua man-

(4) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni prese sulla base di tale bilancio.
(5) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021".

tenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[6]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (c.d. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto.[7]

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (c.d. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (c.d. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad

(6) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

(7) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".
La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta[8]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[9]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value[10], fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.
Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (c.d. partial goodwill method). Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.
Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.
L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza[11].

Stime contabili e giudizi signifi ativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle relative attività e passività richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.
(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.
(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".
(11) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo[12]. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2021	Cambi al 31 dicembre 2021	Cambi medi dell'esercizio 2020	Cambi al 31 dicembre 2020	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019
Dollaro USA	1,18	1,13	1,14	1,23	1,12	1,12
Sterlina inglese	0,86	0,84	0,89	0,90	0,88	0,85
Dollaro australiano	1,57	1,56	1,66	1,59	1,61	1,60

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (c.d. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

(12) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (c.d. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; differentemente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo[13] l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENT E CONTRATTI DI SERVICE

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rim-

(13) Il periodo è inteso come il trimestre.

borso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta. Un meccanismo analogo caratterizza i contratti di service.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Stime contabili e giudizi significativi: attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.

Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP"). In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione

include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (c.d. social project).
Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.
L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.
Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.
I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.
Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING[14]

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo[15]; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.
Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")[16]. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.
La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing[17], non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi[18]; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei

(14) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.
(15) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.
(16) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.
(17) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).
(18) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).
Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).
Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario[19]; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate[20], delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.
Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi.
Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (c.d. follower).
La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.
Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.
Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease.
Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (c.d. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing
Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

(19) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.
(20) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".
I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione.
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica CGU sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più CGU. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.
La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della CGU, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.
Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.
Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi, oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici").
Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").
In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry[21] ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto

(21) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.
Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica, al business Power e ai business Retail & Renewables, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business R&M, la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.
Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore[22].

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

(22) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve di idrocarburi o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato.

La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (c.d. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni[23] (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (c.d. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile

(23) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.
Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".
Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI
Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE
La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del c.d. expected credit loss model[24].
In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).
Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti[25].
Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali.
Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".
La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie
La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.
Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE
Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minori-

(24) L'expected credit loss model si applica anche ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.
(25) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

tarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.
I sustainability-linked bond, ossia finanziamenti caratterizzati da un aggiornamento periodico del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (c.d. metrica ESG), sono valutati al costo ammortizzato.
La variazione del tasso di interesse comporta generalmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo.

Giudizi significativi: passività finanziarie

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di estensione dei termini di pagamento, senza prevedere il coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come passività finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione inziale del debito, una variazione non monetaria delle passività finanziarie, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. Con riferimento ai sustainability-linked bond, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (c.d. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.
Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.
Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.
Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (c.d. basis adjustment).
Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".
I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di pas-

sività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.
Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (c.d. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE
Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE
Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.
Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.
Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI
Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, al verificarsi delle condizioni indicate al punto "Fondi, passività e attività potenziali", in contropartita alle attività a cui si riferiscono.
In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale.
L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.
Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate ge-

neralmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.
Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla società.

FONDI PER RISCHI AMBIENTALI
Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi
Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive, nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.
Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production. Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset nonché delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.
Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente[26]. L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.
Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

(26) Nell'ambito delle obbligazioni ambientali assunte, non disponendosi di informazioni in merito alla prevedibile durata di esercizio non sono oggetto di accantonamento i costi, aventi natura operativa, associati alla gestione degli impianti di trattamento delle acque di falda. Al riguardo, Eni valuta periodicamente l'evoluzione delle condizioni di riferimento, ivi incluso il quadro normativo e tecnologico, al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano determinare l'attivazione di accantonamenti.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.
I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".
Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.
Gli interessi netti (c.d. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e il costo per interessi. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".
Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (c.d. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.
Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (c.d. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. La passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (c.d. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni
I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.
Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.
Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle c.d. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi

attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

STRUMENTI DI EQUITY

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

OBBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole[27]. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della

(27) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.
In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte

differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.
Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito
La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.
La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.
La necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni.
In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.
Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.
Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.
La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.
Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.
Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora

le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (c.d. exit price).
La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.
La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.
La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.
La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.
Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (c.d. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (c.d. Debit Valuation Adjustment o DVA).
In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 SCHEMI DI BILANCIO

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.
Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.
Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 MODIFICHE DEI CRITERI CONTABILI

A partire dall'esercizio 2021 sono entrate in vigore le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, all'IFRS 7, all'IFRS 4 e all'IFRS 16 "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - fase 2" (di seguito le modifiche), volte ad introdurre degli espedienti pratici e delle esenzioni temporanee dall'applicazione di talune disposizioni IFRS in presenza di strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e/o di relazioni di copertura oggetto di modifica a seguito della riforma dei tassi di interesse benchmark. Tale processo di riforma, tutt'ora in corso, prevede la sostituzione di alcuni indici di riferimento, ad esempio il LIBOR (London Interbank Offered Rate), con tassi di riferimento alternativi privi di rischio.
Con riferimento al Gruppo Eni, è stato costituito uno specifico gruppo di lavoro, al fine di monitorare gli sviluppi normativi e le indicazioni del mercato, supportare la valutazione degli impatti della riforma, la misurazione dell'esposizione agli indici in dismissione, l'identificazione delle aree di intervento (ad es. rinegoziazione dei contratti di finanziamento con le controparti, implementazione delle clausole di fallback, aggiornamento dei sistemi informativi, ecc.) e la transizione verso i nuovi tassi risk-free.
Al 31 dicembre 2021, il Gruppo detiene, principalmente, strumenti finanziari indicizzati a tassi di interesse benchmark USD LIBOR, interessato dal processo di riforma, che sarà sostituito entro il 30 giugno 2023 dal SOFR (Secured Overnight Financing Rate). Tali strumenti finanziari sono rappresentati essenzialmente da obbligazioni relative al programma Euro Medium Term Notes per un importo di 1.750 milioni di dollari USA. Il Gruppo ha aderito, nel mese di dicembre, ai protocolli di fallback dell'International Swaps and Derivatives Association (ISDA).
Le altre modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2021 non hanno prodotto effetti significativi.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/1080 emesso dalla Commissione Europea in data 28 giugno 2021, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 37, volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto;
- le modifiche allo IAS 16, volte a definire che i ricavi derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione;
- le modifiche all'IFRS 3, volte a: (i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile; (ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi (c.d. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare la circostanza che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination;
- il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

Con il Regolamento n. 2021/2036 emesso dalla Commissione Europea in data 19 novembre 2021 è stato omologato l'IFRS 17 "Contratti assicurativi" (di seguito IFRS 17), ivi incluse le relative modifiche, emesse nel 2020, volte, tra l'altro, a differirne di due anni l'entrata in vigore. In particolare, l'IFRS 17, che sostituisce l'IFRS 4 "Contratti assicurativi", definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/357 emesso dalla Commissione Europea in data 2 marzo 2022, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti che, per effetto del differimento definito con le modifiche apportate in data 15 luglio 2020 ("Classification of Liabilities as Current or Non-current - Deferral of Effective Date"), entreranno in vigore il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 7 maggio 2021, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction" (di seguito le modifiche), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Modifica della classificazione del joint arrangement Mozambique Rovuma Venture SpA

Nell'ambito del monitoraggio continuo dei fatti e delle circostanze rilevanti ai fini della classificazione dei joint arrangement, a partire dal 31 dicembre 2021, è stata modificata la classificazione della partecipazione detenuta nella società Mozambique Rovuma Venture SpA da joint operation a joint venture. La società è, infatti, recentemente entrata in una nuova fase della propria vita contrassegnata da un'evoluzione del business in termini di maggiore numerosità e complessità dei progetti gestiti con rafforzamento dell'autonomia gestionale e finanziaria.

Gli elementi considerati dal management a supporto della modifica della classificazione comprendono, tra l'altro: (i) il sostanziale completamento del progetto Coral South che rende virtualmente certa la vendita di LNG da parte della società ad una controparte terza rispetto alla compagine sociale; e (ii) l'ampliamento dello scope della società con la previsione di nuovi investimenti in altri progetti – con diverso grado di maturità – ad elevato potenziale minerario. Rileva, in particolare, la progressiva maturazione del rilevante progetto Mamba a valle della dichiarazione di commercialità di ulteriori riserve dell'Area 4 che saranno sviluppate sia in modo autonomo dalla venture di Area 4 sia in maniera coordinata con l'operatore dell'adiacente Area 1 a seguito dell'unitizzazione delle due aree di sviluppo.

In relazione a quanto sopra, l'interesse dei soci deve intendersi a tutti gli effetti sulle attività nette della società (come risultato dei diversi progetti in gestione) e non più come diritti sulle attività e obbligazioni per le passività della stessa. Pertanto, al 31 dicembre 2021, la partecipazione in Mozambique Rovuma Venture SpA è stata rilevata ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette (€355 milioni), precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

(€ milioni)	Effetto modica classificazione Mozambique Rovuma Venture SpA
Disponibilità liquide ed equivalenti	29
Altre attività	43
Totale attività correnti	**72**
Immobili, impianti e macchinari	1.318
Altre attività	42
Totale attività non correnti	**1.360**
TOTALE ATTIVITÀ	**1.432**
Passività finanziarie	2
Altre passività	56
Totale passività correnti	**58**
Passività finanziarie	1.008
Fondi per rischi e oneri	7
Altre passività	4
Totale passività non correnti	**1.019**
TOTALE PASSIVITÀ	**1.077**
TOTALE ATTIVITÀ NETTE	**355**

5 BUSINESS COMBINATION E ALTRE TRANSAZIONI SIGNIFICATIVE

BUSINESS COMBINATION

Nel 2021 Eni ha eseguito numerose acquisizioni con esborso di €2.222 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €614 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €163 milioni.
Il 10 marzo 2021 sono stati finalizzati gli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti relative alla fornitura di feed gas all'impianto di Damietta di proprietà della ex joint venture Unión Fenosa Gas SA e del pagamento delle fee di liquefazione da parte delle società di Stato egiziane. Per effetto di tali accordi e della ristrutturazione di Unión Fenosa Gas, Eni ha acquisito la quota del 50% nell'impianto di Damietta e la relativa capacità di liquefazione (5,4 milioni TPA di GNL al 100%), nonché le attività di commercializzazione del gas in Spagna gestite da Unión Fenosa Gas Comercializadora SA (ora Eni España Comercializadora De Gas SAU), controllata di Unión Fenosa Gas SA prima dell'operazione e da Eni post operazione. L'operazione ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni di €32 milioni rappresentato nel flusso di cassa dei disinvestimenti, l'acquisizione di passività finanziarie nette di €128 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €42 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite di €200 milioni è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €2 milioni.
Il 7 aprile 2021 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società Aldro Energía Y Soluciones SLU, attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel business retail con un portafoglio di circa 250 mila clienti principalmente in Spagna e Portogallo, nell'ambito della strategia di crescita e di integrazione tra retail e produzione di energia rinnovabili nella linea di business Plenitude. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €221 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €36 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €7 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €168 milioni.
Il 3 giugno 2021 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA), attiva nel settore della produzione di energia elettrica da bioenergia con 21 impianti ciascuno di potenza nominale di 2 megawatt. Gli asset acquisiti includono un impianto per il trattamento della FORSU - la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. L'operazione è parte della strategia di decarbonizzazione di Eni e prevede la conversione della capacità acquisita in unità di produzione di biometano nella linea di business Refining & Marketing. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €132 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €14 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €13 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €80 milioni.
Il 29 luglio 2021 è stata finalizzata in Italia l'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €485 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €215 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €41 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €302 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di Business Plenitude.
Il 4 ottobre 2021 è stata finalizzata l'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una pipeline di progetti di impianti fotovoltaici in Francia e Spagna a vari stadi di maturità di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €140 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €101 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €10 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €120 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di Business Plenitude.
Il 22 ottobre 2021 è stata finalizzata l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €118 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €32 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €5 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €81 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di Business Plenitude.
Il 28 ottobre 2021 è stata finalizzata l'acquisizione del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020. La società acquisita complementa il portafoglio di specialties di business chimico dell'Eni gestito da Versalis, consolidando la posizione di leader nel settore italiano delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity. Il corrispettivo dell'acquisto del 60% è stato di €149 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €85 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €21 milioni. L'allocazione del prezzo di acquisto (€149 milioni) e del fair value della quota già posseduta (€99 milioni) delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €93 milioni.
Il 2 novembre 2021 è stato rilevato da Zouk Capital e Aretex il 100% di Be Power, società attiva nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica con circa 6.000 punti di ricarica, che ne fanno il secondo operatore in Italia, con il quale era in essere un accordo di co-branding delle colonnine di ricarica Be Charge. L'operazione è parte della strategia Eni

per la transizione energetica nella linea di business Plenitude. Il corrispettivo dell'operazione di €764 milioni è stato versato per il 50% al closing e la restante parte sarà saldata nel 2022; inoltre sono state acquisite attività finanziarie nette di €9 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €24 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €728 milioni. I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle singole business combination effettuate nel 2021 sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)	Unión Fenosa Gas	Aldro Energía Y Soluciones SLU	FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA)	Portafoglio di 13 campi eolici onshore	Dhamma Energy Group	Portafoglio di 9 progetti di energia rinnovabile	Finproject SpA	Be Power	Altre acquisizioni e Rami d'azienda	**Totale**
Disponibilità liquide ed equivalenti	42	7	13	41	10	5	21	24		163
Attività finanziarie correnti				150	29	6		23		208
Altre attività	370	78	23	32	2	7	92	22	6	632
Totale attività correnti	**412**	**85**	**36**	**223**	**41**	**18**	**113**	**69**	**6**	**1.003**
Immobili, impianti e macchinari	335		38	423	119	57	35	29	30	1.066
Goodwill	2	168	80	302	120	81	93	728		1.574
Altre attività	41	69	15	43	15	25	205	10	13	436
Totale attività non correnti	**378**	**237**	**133**	**768**	**254**	**163**	**333**	**767**	**43**	**3.076**
TOTALE ATTIVITÀ	**790**	**322**	**169**	**991**	**295**	**181**	**446**	**836**	**49**	**4.079**
Passività finanziarie	35	36	11	79		4	102			267
Altre passività	224	37	7	22	4	2	54	30		380
Totale passività correnti	**259**	**73**	**18**	**101**	**4**	**6**	**156**	**30**		**647**
Passività finanziarie	135	7	16	327	140	39	4	38	12	718
Fondi per rischi e oneri			1	4			1	2		8
Passività per imposte differite	15	7		62	8	8	35			135
Altre passività	181	14	1	12		10	2	2	24	246
Totale passività non correnti	**331**	**28**	**18**	**405**	**148**	**57**	**42**	**42**	**36**	**1.107**
TOTALE PASSIVITÀ	**590**	**101**	**36**	**506**	**152**	**63**	**198**	**72**	**36**	**1.754**
Totale patrimonio netto di Eni	200	221	132	485	140	118	248	764	13	2.321
Interessenze di terzi			1		3					4
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**200**	**221**	**133**	**485**	**143**	**118**	**248**	**764**	**13**	**2.325**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**790**	**322**	**169**	**991**	**295**	**181**	**446**	**836**	**49**	**4.079**

I fattori qualitativi che compongono l'avviamento della linea di business Plenitude sono riportati nella nota n. 14 - Attività immateriali.

L'allocazione provvisoria dei prezzi delle acquisizioni è dovuta alla mancanza di sufficienti elementi informativi alla data di bilancio per la stima dei fair value delle attività acquisite.

ALTRE TRANSAZIONI SIGNIFICATIVE

Il 26 febbraio 2021 è stata finalizzata l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables di un equity interest del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) in UK, che sarà il più grande al mondo del suo genere con l'installazione di una potenza complessiva di 2,4 GW al 100%, con completamento atteso nel 2023-2024. L'operazione apporterà 480 MW di capacità di generazione rinnovabile al portafoglio e agli obiettivi di decarbonizzazione di Eni. Il corrispettivo dell'acquisizione, rilevato nelle partecipazioni valutate al patrimonio netto, è stato di €480 milioni.

6 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €8.254 milioni (€9.413 milioni al 31 dicembre 2020) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €5.496 milioni (€6.913 milioni al 31 dicembre 2020) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro (€5.589 milioni) e in dollari USA (€2.415 milioni) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di circa €115 milioni (€198 milioni al 31 dicembre 2020) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 15 giorni con un tasso di interesse effettivo negativo dello 0,6% per i depositi in euro (€4.160 milioni) e di 7 giorni con un tasso di interesse effettivo dello 0,1% per i depositi in dollari USA (€1.336 milioni).

7 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.149	1.223
Altri titoli	5.152	4.279
	6.301	**5.502**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.
Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.398 milioni (€1.361 milioni al 31 dicembre 2020).
L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Euro	3.913	3.731
Dollaro USA	2.336	1.688
Altre valute	52	83
	6.301	**5.502**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fiss				
Italia	307	315	Baa3	BBB
Cile	167	170	A1	A
Stati Uniti	122	124	Aaa	AA+
Altri(*)	107	108	da Aaa a Baa1	da AAA a A-
	703	**717**		
Tasso variabile				
Italia	390	392	Baa3	BBB
Svizzera	29	29	Aaa	AAA
Altri	11	11	da Aaa a Baa2	da AA+ a BBB
	430	**432**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**1.133**	**1.149**		
Altri titoli				
Tasso fiss				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.792	1.833	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	942	955	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Altri titoli	290	293	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	3.024	**3.081**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	537	540	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.205	1.215	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	315	316	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB
	2.057	**2.071**		
Totale Altri titoli	**5.081**	**5.152**		
Totale Attività finanziarie destinate al tradin	**6.214**	**6.301**		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.749 milioni e di livello 2 per €552 milioni. Nel corso dell'esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

8 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Crediti commerciali	15.524	7.087
Crediti per attività di disinvestimento	8	21
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.888	2.293
Crediti verso altri	1.430	1.525
	18.850	**10.926**

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.
L'incremento dei crediti commerciali di €8.437 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €5.636 milioni, Refining & Marketing e Chimica per €1.405 milioni e Plenitude & Power per €1.039 milioni e riflette l'aumento di rilevanti proporzioni dei prezzi delle commodity energetiche, in particolare del gas, che hanno fatto aumentare il valore nominale dei crediti.
Al 31 dicembre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2022 dal valore nominale di €2.059 milioni (€1.377 milioni nell'esercizio 2020 con scadenza 2021). Le cessioni 2021 hanno riguardato crediti relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio per €893 milioni, al settore Refining & Marketing e Chimica per €770 milioni e al settore Plenitude & Power per €396 milioni.
L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €681 milioni (€1.015 milioni al 31 dicembre 2020) ed è relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni nei quali la Società sostiene upfront tutti i costi dell'iniziativa e li riaddebita ai partner mediante il meccanismo della cash call. L'ammontare dei crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC è di €474 milioni alla data di bilancio (€605 milioni al 31 dicembre 2020). Tale ammontare riguarda per circa il 50% crediti pregressi oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento della quota oggetto dell'accordo atteso entro i prossimi 2 anni. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione pari all'8%, calcolata in base al rischio dell'iniziativa mineraria sottostante. L'altro 50% riguarda i crediti netti maturati per le operazioni 2021 per i quali è stata registrata una significativa progressione dei rimborsi nella parte finale dell'anno.
L'esposizione per cash call verso una società petrolifera nigeriana privata ammonta a €195 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2020) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Nel corso dell'esercizio il partner ha sostanzialmente sospeso i pagamenti delle cash call avanzando delle contestazioni, di dubbia fondatezza, relative agli ammontari addebitati. Sono state avviate procedure arbitrali per la risoluzione delle relative dispute.
I crediti verso altri comprendono: (i) per €538 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2020) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto delle specificità del settore Oil & Gas, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long-term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie. Ai fini della valutazione di recuperabilità, i rischi legati alla difficile situazione finanziaria del Paese e del relativo contesto operativo sono stati stimati assumendo la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati e dello scaduto che hanno determinato un tasso di circa il 53% di expected credit loss. Nel corso dell'anno l'inasprimento del quadro sanzionatorio USA nei confronti del Venezuela ha impedito di attuare operazioni di compensazione del credito mediante ritiri in kind di prodotti di PDVSA. Pertanto, l'ammontare del credito è aumentato rispetto a fine 2020; (ii) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale di €325 milioni al 31 dicembre 2020 sono stati incassati nel corso del 2021.
I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €12.275 milioni e €5.222 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

	Credtiti in bonis					
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Clienti Plenitude	**Totale**
31.12.2021						
Clienti business	4.348	6.628	818	1.560		13.354
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	331	884	1	2.674		3.890
Altre controparti	1.854	311	16	137	2.601	4.919
Valore lordo	**6.533**	**7.823**	**835**	**4.371**	**2.601**	**22.163**
Fondo svalutazione	(25)	(416)	(69)	(2.209)	(594)	(3.313)
Valore netto	**6.508**	**7.407**	**766**	**2.162**	**2.007**	**18.850**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	5,3	8,3	50,5	22,8	14,9
31.12.2020						
Clienti business	1.398	2.746	432	1.351		5.927
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	841	620	7	2.653		4.121
Altre controparti	1.243	450	28	141	2.173	4.035
Valore lordo	**3.482**	**3.816**	**467**	**4.145**	**2.173**	**14.083**
Fondo svalutazione	(32)	(21)	(29)	(2.429)	(646)	(3.157)
Valore netto	**3.450**	**3.795**	**438**	**1.716**	**1.527**	**10.926**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,9	0,6	6,2	58,6	29,7	22,4

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.
Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte. L'attenuarsi della crisi economica del COVID-19 e la ripresa dello scenario petrolifero hanno migliorato la situazione debitoria di molte società petrolifere di Stato, ad eccezione del Venezuela per i fattori specifici legati al quadro sanzionatorio. In negativo, l'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi dimensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso di perdita attesa su crediti per incorporare un accresciuto rischio congiunturale. Per quanto riguarda i clienti del business di Plenitude le valutazioni di recuperabilità incorporano i dati più recenti relativi alle performance di incasso dei crediti e all'anzianità dello scaduto.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

		Scaduti				
(€ milioni)	Non scaduti	da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	Totale
31.12.2021						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.291	70	55	92	337	1.845
- Middle	424	22	5	7	188	646
- Altri	57	43	6	1	3	110
Valore lordo	**1.772**	**135**	**66**	**100**	**528**	**2.601**
Fondo svalutazione	(63)	(22)	(27)	(52)	(430)	(594)
Valore netto	**1.709**	**113**	**39**	**48**	**98**	**2.007**
Expected loss (%)	3,6	16,3	40,9	52,0	81,4	22,8
31.12.2020						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.155	105	50	102	366	1.778
- Middle	75	16	3	8	232	334
- Altri	61					61
Valore lordo	**1.291**	**121**	**53**	**110**	**598**	**2.173**
Fondo svalutazione	(46)	(23)	(22)	(57)	(498)	(646)
Valore netto	**1.245**	**98**	**31**	**53**	**100**	**1.527**
Expected loss (%)	3,6	19,0	41,5	51,8	83,3	29,7

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €5.350 milioni (€1.016 milioni al 31 dicembre 2020):

(€ milioni)	2021	2020
Fondo svalutazione iniziale	**3.157**	**3.246**
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	202	112
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	348	231
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(135)	(82)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(421)	(275)
Altre variazioni	162	(75)
Fondo svalutazione final	**3.313**	**3.157**

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti: (i) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €94 milioni (€7 milioni nel 2020) per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento molto significativo delle esposizioni dovuto alle condizioni di mercato; (ii) alla linea di business Plenitude per €71 milioni (€84 milioni nel 2020) e riguardano principalmente la clientela retail.
Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €229 milioni (€118 milioni nel 2020) e riguardano principalmente i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €101 milioni (€97 milioni nel 2020) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €556 milioni (€357 milioni nel 2020) sono riferiti: (i) alla linea di business Plenitude per €239 milioni (€200 milioni nel 2020) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €196 milioni (€178 milioni nel 2020) riferiti principalmente alla clientela retail; (ii) al settore Exploration & Production di €233 milioni (€101 milioni nel 2020) e riguardano essenzialmente la rideterminazione del valore dei crediti verso la società di Stato NNPC in Nigeria per effetto della risoluzione di una disputa relativa al riconoscimento di costi d'investimento pregressi, oggetto di un arbitrato, nell'ambito di un accordo che ha definito l'estensione e la revisione dei termini contrattuali della licenza. Il recupero del credito avverrà tramite l'attribuzione ad Eni e agli altri partner di una quota di produzione di spettanza della società di Stato.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(550)	(343)	(620)
Perdite nette su crediti	(66)	(36)	(45)
Utilizzi per esubero	337	153	233
	(279)	**(226)**	**(432)**

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

9 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE - SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.001	706
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.611	1.580
Prodotti finiti e merci	3.452	1.603
Altre	8	4
Totale rimanenze correnti	**6.072**	**3.893**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.
I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.481 milioni (€1.463 milioni al 31 dicembre 2020).
I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.414 milioni (€874 milioni al 31 dicembre 2020) e prodotti chimici per €626 milioni (€443 milioni al 31 dicembre 2020).
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €570 milioni (€348 milioni al 31 dicembre 2020).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.053 milioni (€995 milioni al 31 dicembre 2020), sono possedute da società italiane per €1.032 milioni (€977 milioni al 31 dicembre 2020) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.
L'incremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.
Rimanenze di gas naturale per €269 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

10 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	195	108	648	374	184	153	243	360

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.
Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €230 milioni (€254 milioni al 31 dicembre 2020).

11 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	12.460	51	12.911	115	1.548	152	1.609	162
Passività da contratti con la clientela			482	726			1.298	394
Attività e passività relative ad altre imposte	442	182	1.435	27	450	181	1.124	26
Altre	732	796	928	1.378	688	920	841	1.295
	13.634	**1.029**	**15.756**	**2.246**	**2.686**	**1.253**	**4.872**	**1.877**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €498 milioni, di cui €340 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€475 milioni al 31 dicembre 2020, di cui €315 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €41 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2020) e oltre i 12 mesi per €94 milioni (€651 milioni al 31 dicembre 2020). Il decremento è dovuto al ritiro dei volumi di gas prepagato; (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €316 milioni (€338 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €23 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2020).

Le passività correnti da contratti con la clientela sono diminuite per effetto dell'azzeramento degli anticipi in valuta locale compensati con le forniture di gas equity, ricevuti originariamente dalle società di Stato dell'Egitto per il finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali, in particolare, l'avanzamento del progetto Zohr considerato il sostanziale completamento delle attività d'investimento (€546 milioni al 31 dicembre 2020). Le altre passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, di cui la quota a breve termine per €60 milioni (€62 milioni al 31 dicembre 2020) e a lungo termine per €333 milioni (€393 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla raffineria di Taranto per €391 milioni (€394 milioni al 31 dicembre 2020).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2021 sono indicati alla nota n. 29 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €700 milioni (€516 milioni al 31 dicembre 2020) e passività per Iva per €248 milioni (€212 milioni al 31 dicembre 2020).

Le altre passività comprendono: (i) le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €630 milioni (€559 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) passività per ricavi e proventi anticipati per €361 milioni (€398 milioni al 31 dicembre 2020), di cui correnti per €90 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) depositi cauzionali per €268 milioni (€261 milioni al 31 dicembre 2020), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €223 milioni (€228 milioni al 31 dicembre 2020); (iv) il valore del gas non ritirato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine per €112 milioni (€437 milioni al 31 dicembre 2020) i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €73 milioni (€65 milioni al 31 dicembre 2020) e oltre i 12 mesi per €39 milioni (€372 milioni al 31 dicembre 2020). La riduzione è dovuta al ritiro dei volumi di gas prepagato da parte dei clienti somministrati; (v) passività per attività d'investimento per €103 milioni.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

12 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2021							
Valore iniziale netto	**1.128**	**39.648**	**3.299**	**1.341**	**7.118**	**1.409**	**53.943**
Investimenti	18	8	277	380	3.413	854	4.950
Capitalizzazione ammortamenti				28	90		118
Ammortamenti(*)	(49)	(5.421)	(496)				(5.966)
Riprese di valore		1.080	118		337		1.535
Svalutazioni	(101)	(90)	(768)		(85)	(582)	(1.626)
Radiazioni	(1)		(2)	(331)	(18)		(352)
Differenze di cambio da conversione	2	2.956	66	106	546	12	3.688
Rilevazione iniziale e variazione stima		200		(9)	4		195
Variazione dell'area di consolidamento	22		1.001	(199)	(1.119)	43	(252)
Trasferimenti	50	3.841	409	(44)	(3.797)	(459)	
Altre variazioni	2	120	(54)	(28)	56	(30)	66
Valore finale netto	**1.071**	**42.342**	**3.850**	**1.244**	**6.545**	**1.247**	**56.299**
Valore finale lordo	4.175	149.117	30.618	1.244	10.485	3.107	198.746
Fondo ammortamento e svalutazione	3.104	106.775	26.768		3.940	1.860	142.447
2020							
Valore iniziale netto	**1.218**	**46.492**	**3.632**	**1.563**	**7.412**	**1.875**	**62.192**
Investimenti	12	6	229	265	3.127	768	4.407
Capitalizzazione ammortamenti				4	100		104
Ammortamenti(*)	(55)	(5.642)	(508)				(6.205)
Riprese di valore	13	183	342		98	12	648
Svalutazioni	(82)	(1.551)	(972)		(567)	(582)	(3.754)
Radiazioni			(1)	(296)	(7)	(1)	(305)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(3.325)	(75)	(119)	(605)	(14)	(4.140)
Rilevazione iniziale e variazione stima		870		(9)	94		955
Trasferimenti	39	2.677	755	(47)	(2.630)	(794)	
Altre variazioni	(15)	(62)	(103)	(20)	96	145	41
Valore finale netto	**1.128**	**39.648**	**3.299**	**1.341**	**7.118**	**1.409**	**53.943**
Valore finale lordo	4.082	136.468	28.839	1.341	11.169	2.742	184.641
Fondo ammortamento e svalutazione	2.954	96.820	25.540		4.051	1.333	130.698

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €68 milioni (€73 milioni nel 2020) riferiti al settore Exploration & Production per €54 milioni (€51 milioni nel 2020). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra lo 0,4% e il 2,1% (1,3% e 2,2% al 31 dicembre 2020).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.843 milioni (€3.444 milioni nel 2020).

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2020:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	3 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.
Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €3.603 milioni.
La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente della revisione costi in parte compensata dall'effetto diminutivo dovuto all'aumento dei tassi di attualizzazione, nonché la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€134 milioni).
La variazione dell'area di consolidamento è riferita: (i) al deconsolidamento della società Mozambique Rovuma Venture SpA a seguito del cambio di classificazione da joint operation a joint venture per €1.318 milioni; (ii) all'acquisizione delle società operanti nel business Plenitude per €658 milioni riferite in particolare agli asset eolici onshore in esercizio in Italia (€423 milioni); (iii) all'acquisizione della Spanish Egyptian Gas Co SAE (ora Damietta LNG (DLNG) SAE) per €176 milioni nell'ambito della business combination Unión Fenosa Gas SA. Maggiori informazioni sulle business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.
I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €3.556 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Indonesia, Egitto, Kazakhstan, Stati Uniti, Angola, Italia, Iraq e Messico.
Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €331 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola.
Le altre variazioni comprendono il valore di libro del participating interest del 5% nella proprietà OML 17 in Nigeria, oggetto di cessione a un operatore locale. La transazione è correntemente oggetto di accertamenti da parte delle autorità antitrust nigeriane per presunta mancanza di preventiva comunicazione.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.101 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €136 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	**1.268**	**1.246**	**1.101**
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	288	408	368
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(286)	(226)	(183)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(43)	(48)	(46)
Cessioni	(3)		(15)
Variazione dell'area di consolidamento	(199)		
Differenze cambio da conversione	100	(112)	21
Altre variazioni	(24)		
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizi	**1.101**	**1.268**	**1.246**

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2021		2020		2019	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	175	4,0	157	6,7	185	7,7
- da 1 a 3 anni	269	12,2	250	11,0	171	6,4
- oltre 3 anni	657	19,7	861	19,3	890	26,4
	1.101	**35,9**	**1.268**	**37,0**	**1.246**	**40,5**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	175	4,0	157	6,7	185	7,7
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	567	17,9	631	14,9	556	11,3
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	359	14,0	480	15,4	505	21,5
	1.101	**35,9**	**1.268**	**37,0**	**1.246**	**40,5**

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€359 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali Paesi di presenza (Angola, Congo, Egitto, Indonesia e Nigeria).
Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
2021								
Valore iniziale	**203**	**860**		**114**	**100**	**18**	**468**	**1.763**
Investimenti				3	6			9
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)		3	35		(2)		35
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(48)		(92)		(1)		(141)
Differenze di cambio da conversione	16	80		8	8	1	40	153
Valore final	**218**	**892**	**3**	**68**	**114**	**16**	**508**	**1.819**
2020								
Valore iniziale	**253**	**939**	**139**	**162**	**115**	**19**	**535**	**2.162**
Investimenti					55	2		57
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(25)		(134)	(37)				(196)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(2)		(61)	(2)	(25)	(90)
Differenze di cambio da conversione	(25)	(79)	(3)	(11)	(9)	(1)	(42)	(170)
Valore final	**203**	**860**		**114**	**100**	**18**	**468**	**1.763**

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) in fase di pre-sviluppo, del valore iniziale di €867 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.176 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente a oggetto l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria. Il periodo esplorativo della licenza OPL 245 è scaduto l'11 maggio 2021. Eni è in attesa del provvedimento di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) da parte delle competenti autorità ni-

geriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve, avendo presentato istanza di conversione nei termini contrattuali e avendo verificato il rispetto di tutte le condizioni e i requisiti previsti. Sulla base di queste considerazioni Eni ritiene di aver maturato il diritto alla conversione. Coerentemente, la verifica di recuperabilità dell'asset è stata fatta nell'ottica di value-in-use e ne è stata confermata la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio della produzione. Nel mese di settembre 2020 Eni ha avviato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset. In caso di espresso diniego alla conversione da parte delle Autorità nigeriane o altra azione che lascia presupporre un esproprio del titolo, sarà considerata in sede di redazione delle prossime informazioni finanziarie la riclassificazione dell'asset in una voce dedicata e la valorizzazione del diritto di natura risarcitoria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €20.796 milioni (€20.343 milioni al 31 dicembre 2020).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €372 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €105 milioni (€103 milioni al 31 dicembre 2020).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi.

13 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2021									
Valore iniziale netto	**2.672**	**244**	**446**	**424**	**11**	**652**	**32**	**162**	**4.643**
Incrementi		215	583	104	23	34	40	105	1.104
Ammortamenti(*)	(217)	(170)	(274)	(63)	(11)	(122)	(22)	(49)	(928)
Svalutazioni			(25)	(6)	(14)			(14)	(59)
Differenze di cambio da conversione	213	12	11	3		8		6	253
Variazione dell'area di consolidamento						(6)		116	110
Altre variazioni	(1)	(118)	(166)	(8)	5	52	(2)	(64)	(302)
Valore finale netto	**2.667**	**183**	**575**	**454**	**14**	**618**	**48**	**262**	**4.821**
Valore finale lordo	3.366	572	1.268	666	66	948	84	433	7.403
Fondo ammortamento e svalutazione	699	389	693	212	52	330	36	171	2.582
2020									
Valore iniziale netto	**3.153**	**313**	**497**	**460**	**6**	**707**	**32**	**181**	**5.349**
Incrementi	79	193	281	49	22	65	24	95	808
Ammortamenti(*)	(232)	(189)	(252)	(57)	(2)	(118)	(22)	(56)	(928)
Svalutazioni				(21)	(15)			(11)	(47)
Differenze di cambio da conversione	(251)	(13)	(13)			(8)		(7)	(292)
Altre variazioni	(77)	(60)	(67)	(7)		6	(2)	(40)	(247)
Valore finale netto	**2.672**	**244**	**446**	**424**	**11**	**652**	**32**	**162**	**4.643**
Valore finale lordo	3.107	528	927	573	29	859	65	293	6.381
Fondo ammortamento e svalutazione	435	284	481	149	18	207	33	131	1.738

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €3.195 milioni (€3.274 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola della durata compresa tra 8 e 15 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €765 milioni (€788 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €541 milioni (€526 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.
Gli incrementi sono riferiti principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €392 milioni e riguardano in particolare il noleggio di "rig" di perforazione (€215 milioni) e mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas (€159 milioni); (ii) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €343 milioni e riguardano navi per il trasporto del GNL (€331 milioni); (iii) alla linea di business Refining & Marketing per €251 milioni e riguardano la locazione di mezzi navali per le attività di shipping e stoccaggio della Eni Trade & Biofuels SpA (€108 milioni), nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni, locazione stazioni di servizio e al parco auto dedicato al business car sharing (€122 milioni); (iv) al settore Corporate e Altre attività per €104 milioni e riguardano due aerei ceduti e riacquistati mediante la formula del leaseback (€69 milioni) e locazione di beni per le attività di staff (auto aziendali, informatica, immobili) (€32 milioni).
La variazione dell'area di consolidamento è riferita alla linea di business Plenitude per €75 milioni.
I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto del valore nominale di circa €1,8 miliardi relativo a una unità navale FPSO da utilizzare per lo sviluppo dell'Area 1 in Messico. L'asset è previsto entrare nelle disponibilità del Gruppo come RoU nel 2022 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (iii) contratti di capacità di stoccaggio e di noleggio navi time charter per €311 milioni.
I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €302 milioni; (ii) opzioni di proroga relative alla locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €130 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di asset a servizio del business upstream per €67 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2021			
Valore iniziale	**849**	**4.169**	**5.018**
Incrementi		1.102	1.102
Decrementi	(934)	(5)	(939)
Differenze di cambio da conversione	38	231	269
Variazione dell'area di consolidamento	14	89	103
Altre variazioni	981	(1.197)	(216)
Valore final	**948**	**4.389**	**5.337**
2020			
Valore iniziale	**889**	**4.759**	**5.648**
Incrementi		808	808
Decrementi	(866)	(3)	(869)
Differenze di cambio da conversione	(40)	(269)	(309)
Altre variazioni	866	(1.126)	(260)
Valore final	**849**	**4.169**	**5.018**

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.684 milioni (€1.652 milioni al 31 dicembre 2020) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.
Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €939 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €307 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.690 milioni e in euro per €1.495 milioni.
La variazione dell'area di consolidamento è riferita alla linea di business Plenitude per €72 milioni.
Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.
I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Altri ricavi e proventi			
- proventi da remesurement delle passività per beni in leasing	18	12	6
	18	**12**	**6**
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
- leasing di breve durata	85	67	115
- leasing di modico valore	31	37	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	14	7	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(4)	(2)	(2)
	126	**109**	**168**
Ammortamenti e svalutazioni			
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	928	928	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(110)	(96)	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	59	47	41
	877	**879**	**830**
Proventi (oneri) finanziar			
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(304)	(347)	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	5	7	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	(34)	24	(6)
	(333)	**(316)**	**(367)**

14 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
2021							
Valore iniziale netto	**888**	**162**	**589**	**1.639**	**1.297**		**2.936**
Investimenti	12	28	244	284			284
Ammortamenti	(30)	(89)	(168)	(287)			(287)
Svalutazioni		(2)	(14)	(16)	(22)		(38)
Riprese di valore	21			21			21
Radiazioni	(35)			(35)			(35)
Variazione dell'area di consolidamento		11	226	237	1.574	24	1.835
Differenze di cambio da conversione	57		2	59	13		72
Altre variazioni		45	(34)	11			11
Valore finale netto	**913**	**155**	**845**	**1.913**	**2.862**	**24**	**4.799**
Valore finale lordo	1.707	1.709	4.843	8.259			
Fondo ammortamento e svalutazione	794	1.554	3.998	6.346			
2020							
Valore iniziale netto	**1.031**	**195**	**568**	**1.794**	**1.265**		**3.059**
Investimenti	18	23	196	237			237
Ammortamenti	(53)	(92)	(130)	(275)			(275)
Svalutazioni	(23)		(7)	(30)	(24)		(54)
Riprese di valore			24	24			24
Radiazioni	(19)	(5)		(24)			(24)
Variazione dell'area di consolidamento			7	7	70		77
Differenze di cambio da conversione	(66)		(3)	(69)	(14)		(83)
Altre variazioni		41	(66)	(25)			(25)
Valore finale netto	**888**	**162**	**589**	**1.639**	**1.297**		**2.936**
Valore finale lordo	1.613	1.623	4.399	7.635			
Fondo ammortamento e svalutazione	725	1.461	3.810	5.996			

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il committment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Angola e Costa d'Avorio.
L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Diritti esplorativi proved	236	225
Diritti esplorativi unproved	677	653
Altri diritti esplorativi		10
	913	**888**

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.
Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti per fattori geopolitici e ambientali.
Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisizione di clientela della linea business Plenitude di €348

milioni (€262 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €139 milioni (€88 milioni al 31 dicembre 2020) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €32 milioni (€25 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) customer relationship per €109 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject; (iv) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020).
Le altre attività immateriali a vita utile indefinita riguardano l'acquisizione dei brand XL EXTRALIGHT e Levirex di Finproject.
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2020:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Diritti di trasporto del gas naturale	3
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.500 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2021**	31.12.2020
Plenitude	2.446	1.047
Refining & Marketing	173	93
Exploration & Production	139	146
Chimica	93	
Corporate e Altre attività	11	11
	2.862	**1.297**

La svalutazione del goodwill nel 2021 è riferita essenzialmente al settore Exploration & Production.
La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €728 milioni all'acquisizione del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica; (ii) per €168 milioni all'acquisizione del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU attiva nel mercato iberico retail della vendita di energia elettrica, gas e servizi; (iii) per €302 milioni all'acquisito di Eolica Lucana Srl, Green Energy Management Services Srl (GEMS), Finpower Wind Srl, Società Energie Rinnovabili SpA (SER), Società Energie Rinnovabili 1 SpA (SER1) proprietarie di campi eolici onshore in esercizio; (iv) per €120 milioni all'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e Spagna; (v) per €93 milioni all'acquisizione del controllo di Finproject da parte di Versalis; (vi) per €81 milioni all'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di progetti di energia rinnovabile in sviluppo e capacità in esercizio; (vii) per €80 milioni all'acquisizione del 100% di FRI-EL Biogas Holding (ora Eni-BioCh4in SpA), attiva nel settore della bioenergia.
Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.
Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.
Con riferimento alla linea di business Plenitude relativa alle attività di vendita retail di gas naturale ed elettricità con significativi valori allocati di goodwill, in considerazione della maggiore integrazione tra i vari Paesi in cui opera il Gruppo Plenitude e delle possibili sinergie transnazionali, la CGU definita per la valutazione di recuperabilità del goodwill di complessivi €1.214 milioni derivante dalle acquisizioni è stata estesa dall'Italia all'intero perimetro di attività Mercato e ridenominata Retail. Tale goodwill riguarda: il buy-out delle minorities ex Italgas nel 2003 per €706 milioni, società italiane focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni (€198 milioni) in esercizi passati, l'acquisizione nel 2021 del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU attiva nel mercato iberico (€168 milioni), nonché il goodwill preesitente per l'acquisizione di Eni Gas & Power France SA (€95 milioni) e altri importi minori. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.
La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail, compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero,

invariato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio dei Paesi di operatività, pari a una media di circa il 4,9%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €5 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.
Nella linea di business Plenitude relativa alle attività rinnovabili, le CGU sono state individuate a livello di progetto significativo, in alcuni casi raggruppati a livello societario per i progetti/impianti caratterizzati da rilevanti sinergie. I flussi di cassa comprendono sia quelli relativi agli asset esistenti sia quelli connessi al processo di repowering. Per le acquisizioni 2021, l'impairment è stato condotto aggiornando il modello di valutazione utilizzato per l'acquisizione confermando la recuperabilità dei goodwill allocati alle varie CGU.
Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività E-mobility è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica (€728 milioni) ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione.

15 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Le assunzioni per gli impairment test sul settore Plenitude & Power sono indicate alla nota n. 14 - Attività immateriali. La valutazione di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle cash generating unit (CGU) Oil & Gas è la più importante delle stime contabili critiche del bilancio Eni in ragione del peso del capitale investito nel settore sul totale dell'attivo consolidato e della complessità del processo di stima dei valori d'uso. La determinazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle CGU Oil & Gas è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione all'andamento futuro di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi di lungo termine degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi e di sviluppo, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. Tra queste, i prezzi del petrolio e del gas naturale costituiscono il principale driver di valore e, trattandosi di commodity, presentano un elevato livello di volatilità e di imprevedibilità dovuto alla diretta correlazione con il ciclo macroeconomico. Le previsioni di prezzo adottate da Eni per valutare sia la recuperabilità degli asset iscritti a bilancio sia le decisioni d'investimento, sono elaborate sulla base della view del management sull'evoluzione nel lungo termine dei fondamentali del mercato, tra i quali principalmente l'evoluzione del mix energetico globale nei prossimi venti-trent'anni in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione degli Stati definiti nei propri piani nazionali, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la velocità del processo di transizione energetica, gli impatti durevoli della pandemia del COVID-19, l'andamento della domanda e dell'offerta di petrolio e gas naturale nel lungo termine, la crescita economica e demografica, l'evoluzione delle tecnologie e delle policy relative al clima e il cambiamento nelle preferenze dei consumatori e degli investitori.
Con riferimento al breve termine, il management considera anche le curve forward e le previsioni di banche d'affari e altri istituti specializzati.
Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP 21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che traguarda l'azzeramento netto delle emissioni Scope 1+2+3 al 2050. In coerenza con tale percorso che considera le possibili evoluzioni del mercato e delle tecnologie e la progressiva evoluzione del portafoglio prodotti della Compagnia, il management ha adottato l'assunzione di un prezzo del petrolio di lungo termine di 62 $/bbl in termini reali 2020 fino al 2035, per poi declinare a 46 $ nel 2050 in relazione all'assunzione di progressivo phase out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici definiti dall'Accordo di Parigi.
Per il 2022-2023, le previsioni di prezzo nominale sono rispettivamente $80 e $75/barile in considerazione della fase di sostenuta ripresa macroeconomica globale, della disciplina finanziaria e conseguente limitazione degli investimenti delle società petrolifere internazionali quotate e dei problemi produttivi dell'OPEC+; i corrispondenti valori delle assunzioni di impairment test 2020 erano $55 e $60/barile.
Per quanto riguarda il prezzo del gas naturale, mentre nel breve termine il benchmark dei prezzi spot dell'Europa continentale "TTF" è previsto in sensibile ripresa a $21,2 e $14,4/mmBTU rispettivamente nel 2022 e nel 2023 (vs. $4,7 e $4,9/mmBTU quali corrispondenti valori dell'impairment test 2020), nel lungo termine il valore declina in relazione alle ipotesi di progressivo spiazzamento del gas a opera delle rinnovabili e di efficientamento dei consumi per una previsione di prezzo del TTF in moneta reale 2020 di $8,5/mmBTU nel periodo 2025-2045, per poi declinare ulteriormente a $6,2/mmBTU nel 2050.
Le previsioni di breve termine sono esposte alle imprevedibili conseguenze del conflitto in corso tra Russia e Ucraina che al momento ha provocato una fase di volatilità senza precedenti nel mercato delle commodity energetiche.
Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri delle CGU è stato stimato come media ponderata del costo del capitale proprio (Ke) e del capitale di debito, in base alla metodologia del capital asset pricing model. Nello specifico, il Ke considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P 500, sia un

premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Il risultato è un Ke di circa il 10% che ha bilanciato la discesa degli yield sugli asset risk free che entrano sia nel calcolo del Ke sia nella determinazione del costo del debito, mantenendo un costo del capitale di Gruppo nell'intorno del 7%.
Sulla base del rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine il management ha rilevato delle parziali riprese di valore delle CGU svalutate nel precedente bilancio. Le riprese di valore più significative hanno riguardato giacimenti a gas in Italia e giacimenti petroliferi in Congo, Libia, Usa, Algeria, Turkmenistan, Nigeria e Timor Est. I tassi di attualizzazione post-tax dei flussi sono compresi in un range 10,7%-6,5%; nel caso della ripresa di valore di maggiore entità (superiore ai €100 milioni) il wacc post-tax del 6,8% si rideterminа in circa 18% pre-tax.
Nel complesso il valore d'uso delle proprietà Oil & Gas stimato allo scenario e ai tassi di attualizzazione Eni, esprime un headroom (differenza tra il valore d'uso e i valori di libro) maggiore del 90% del valore di libro degli asset, compresi i costi che il Gruppo ha pianificato per l'acquisto di crediti di carbonio nell'ambito della partecipazione ai progetti di conservazione delle foreste, che afferiscono al framework REDD+ definito dalle Nazioni Unite. Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate, esclusa la Vår Energi AS e un asset oggetto di arbitrato.

Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti la stima del valore d'uso, il management ha elaborato un'analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas agli scenari di decarbonizzazione elaborati dalla IEA: lo SDS WEO '21 e il Net Zero Emission 2050 (NZE 2050). I sensitivity test agli scenari IEA SDS e NZE 2050 riguardano sia le assunzioni di prezzo delle materie prime energetiche diverse da quelle adottate dal management, sia l'utilizzo di un costo per le emissioni di CO_2 in tutte le aree geografiche dove Eni svolge attività Oil & Gas sulla base dei prezzi riportati nella tabella seguente:

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro eccedenza %		Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2020		
	Costi CO_2 deducibili	Costi CO_2 non deducibili	Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO_2
Scenario Eni	~90%	-	*46 $/bbl*	*6,2 $/mmB TU*	*proiezioni costi C O_2 EU/ETS + previsione costi di forestry*
Scenario IEA SDS WEO 2021	76%	75%	*50 $/bbl*	*4,5 $/mmB TU*	*200-95 per tonnellata di CO_2**
Scenario IEA NZE 2050	35%	32%	*24 $/bbl*	*3,6 $/mmB TU*	*250-55 per tonnellata di CO_2**

(*) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente".

Con riferimento allo scenario NZE 2050, per il quale non sono considerate possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione/cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period, si determina un headroom, cioè l'eccedenza del complessivo valore d'uso rispetto al corrispondente valore di bilancio delle CGU E&P, consistente e in eccesso di oltre il 30% rispetto ai dati di bilancio.
La valutazione di recuperabilità degli attivi nel 2021 comprende la svalutazione del valore di libro residuo delle raffinerie e joint operation in Italia e in Europa per un ammontare pari a €1.179 milioni (compresi investimenti di stay-in-business di CGU precedentemente svalutate). Tale perdita ha come driver il sensibile peggioramento dei margini, compressi dal peggioramento dei crack spread dei prodotti e dall'aumento del costo delle utility indicizzate al gas, e le ridotte prospettive di redditività delle CGU Eni a causa di fattori di debolezza strutturale dell'industria della raffinazione europea (dimensione subottimale degli impianti, pressione competitiva da parte di raffinatori più efficienti) e delle proiezioni di modesta ripresa della domanda di carburanti anche per effetto della competizione della mobilità elettrica. Inoltre, i costi operativi sono penalizzati dall'aumento degli oneri per acquisto dei permessi di emissione nell'ambito dello Emissions Trading System europeo.

16 PARTECIPAZIONI

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2021				2020			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	**80**	**2.832**	**3.837**	**6.749**	**86**	**4.592**	**4.357**	**9.035**
Acquisizioni e sottoscrizioni	1	558	103	662	2	75	198	275
Cessioni e rimborsi	(21)	(231)	(133)	(385)		(3)	(1)	(4)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	6	31	165	202	3	21	14	38
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(3)	(910)	(381)	(1.294)	(2)	(1.399)	(332)	(1.733)
Decremento per dividendi	(25)	(586)	(16)	(627)	(5)	(296)	(13)	(314)
Variazione dell'area di consolidamento	5	355		360	3	30	1	34
Differenze di cambio da conversione	2	83	296	381	(4)	(254)	(345)	(603)
Altre variazioni	(1)	(75)	(85)	(161)	(3)	66	(42)	21
Valore finale	**44**	**2.057**	**3.786**	**5.887**	**80**	**2.832**	**3.837**	**6.749**

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €480 milioni l'acquisizione del 20% delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd e Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd che stanno sviluppando il progetto eolico offshore nel Mare del Nord britannico Dogger Bank (A e B).

Le cessioni e rimborsi riguardano essenzialmente: (i) la cessione di Unión Fenosa Gas SA per €232 milioni al partner spagnolo Naturgy a seguito della ristrutturazione societaria della venture con la ripartizione degli asset fra i soci; (ii) il rimborso di capitale di Angola LNG Ltd per €130 milioni.

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a: (i) Saipem SpA per €752 milioni dovuta sia alle perdite gestionali su commesse sia alla rilevazione di oneri straordinari e di ristrutturazione. La perdita è stata stimata dal management sulla base delle migliori informazioni disponibili sul mercato e dei risultati preliminari dell'esercizio 2021 annunciati dalla partecipata; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER) per €362 milioni relativi alla perdita di esercizio dovuta principalmente alla rilevazione di svalutazioni di impianti per minori prospettive di redditività e accantonamenti di decommissioning per chiusura di alcune linee produttive.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di €78 milioni per la Cardón IV SA (Eni 50%) che opera il giacimento a gas Perla in Venezuela che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA in relazione al difficile contesto operativo e le perdite su crediti. Il valore residuo di €51 milioni della partecipazione nell'altro progetto venezuelano PetroJunín è stato azzerato per mancanza di prospettive di redditività del progetto.

Il decremento per dividendi è riferito per €561 milioni alla Vår Energi AS.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2021		31.12.2020	
(€ milioni)	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	2	100,00	24	100,00
- Altre	42		56	
	44		**80**	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	645	69,85	1.144	69,85
- Mozambique Rovuma Venture SpA	355	35,71		
- Cardón IV SA	279	50,00	199	50,00
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	246	20,00		
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	238	20,00		
- Saipem SpA	137	31,20	908	31,08
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	54	50,00	51	50,00
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	27	70,00	32	70,00
- PetroJunín SA		40,00	50	40,00
- Unión Fenosa Gas SA			242	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA			140	49,00
- Altre	76		66	
	2.057		**2.832**	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.151	20,00	2.335	20,00
- Angola LNG Ltd	1.084	13,60	1.039	13,60
- Coral FLNG SA	156	25,00	138	25,00
- Novis Renewables Holdings Llc	75	49,00	65	49,00
- United Gas Derivatives Co	75	33,33	58	33,33
- Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	71	99,00		
- ADNOC Global Trading Ltd	42	20,00		20,00
- Finproject SpA			73	40,00
- Altre	132		129	
	3.786		**3.837**	
	5.887		**6.749**	

La partecipazione detenuta nella società Mozambique Rovuma Venture SpA è stata riclassificata da joint operation a joint venture. Le motivazioni della riclassifica sono riportate alla n. 4 - Principi contabili di recente emanazione - Modifica della classificazione del joint arrangement Mozambique Rovume Venture SpA.
Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €487 milioni; la differenza è riferita principalmente alle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd e Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd per €483 milioni e riflette le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.
Al 31 dicembre 2021 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, società partecipata da Eni quotata in borsa, sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	31,20
Prezzo delle azioni (€)	1,845
Valore di mercato (€ milioni)	570
Valore di libro (€ milioni)	137

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 - Altre informazioni sulle partecipazioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2021	2020
Valore iniziale	**957**	**929**
Acquisizioni e sottoscrizioni	175	8
Valutazione al fair value con effetto a OCI	105	24
Cessioni e rimborsi		(12)
Differenze di cambio da conversione	57	(61)
Altre variazioni		69
Valore final	**1.294**	**957**

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (c.d. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €120 milioni il versamento di acconti per l'acquisto di partecipazioni.
La valutazione al fair value con effetto ad OCI è riferita per €106 milioni alla Novamont SpA.
I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.
Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2021 include la Nigeria LNG Ltd per €637 milioni (€579 milioni al 31 dicembre 2020), la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €124 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2020) e la Novamont SpA per €183 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2020).
Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2021 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021" che costituisce parte integrante delle presenti note.

17 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

	31.12.2021		31.12.2020	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	17	1.832	29	953
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	39		22	
	56	**1.832**	**51**	**953**
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.252		203	
	4.308	**1.832**	**254**	**953**
Titoli strumentali all'attività operativa		53		55
	4.308	**1.885**	**254**	**1.008**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Valore iniziale	**352**	**379**
Accantonamenti	41	7
Utilizzi	(15)	(7)
Differenze di cambio da conversione	25	(26)
Altre variazioni		(1)
Valore final	**403**	**352**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€1.763 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA per €1.008 milioni; (ii) della Coral FLNG SA per €383 milioni (€288 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €199 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2020).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €399 milioni (€771 milioni al 31 dicembre 2020).
Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.832 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 1,7% (-0,5% e 1,4% al 31 dicembre 2020).
La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, oltre che sulla base del modello di expected loss è valutato sulla base della recuperabilità dell'investimento fatto dalla JV per lo sviluppo del giacimento Perla, corrispondente al valore attuale dei flussi di cassa futuri associati alla vendita delle riserve di gas che scontano l'apprezzamento del rischio controparte sotto forma di dilazione dei tempi di incasso dei fatturati futuri.
Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €4.233 milioni (€203 milioni al 31 dicembre 2020) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio e per €19 milioni depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità.
I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €3.729 milioni e €1.980 milioni.
I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.
Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fiss							
Italia	24	24	24	da 0,0 a 1,75	dal 2022 al 2031	Baa3	BBB
Altri(*)	16	16	16	da 0,0 a 0,20	dal 2023 al 2025	da Aa3 a Baa1	Da AA a A
Tasso variabile							
Italia	11	11	11	da 0,22 a 0,43	dal 2022 al 2025	Baa3	BBB
Altri	2	2	2	1,10	2022	Baa2	BBB
Totale Stati Sovrani	**53**	**53**	**53**				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.
Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Debiti commerciali	16.795	8.679
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	552	417
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.732	1.393
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.188	1.120
Debiti verso altri	1.453	1.327
	21.720	**12.936**

L'incremento dei debiti commerciali di €8.116 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €6.626 milioni e Refining & Marketing e Chimica per €1.220 milioni.
I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso il personale per €328 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €185 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €112 milioni (€92 milioni al 31 dicembre 2020).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €14.250 milioni e €5.864 milioni.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

19 PASSIVITÀ FINANZIARIE

	31.12.2021				31.12.2020			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	362	347	4.650	**5.359**	337	759	3.193	**4.289**
Obbligazioni ordinarie		913	18.049	**18.962**		1.140	18.280	**19.420**
Obbligazioni convertibili		399		**399**			396	**396**
Sustainability-Linked Bond		2	996	**998**				
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	836			**836**	2.233			**2.233**
Altri finanziatori	1.101	120	19	**1.240**	312	10	26	**348**
	2.299	**1.781**	**23.714**	**27.794**	**2.882**	**1.909**	**21.895**	**26.686**

L'incremento delle passività finanziarie di €1.108 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.
I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.
Al 31 dicembre 2021 le passività finanziarie con banche comprendono contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, per €1.300 milioni (tale ammontare non considera le linee di credito committed utilizzate al 31 dicembre 2021).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €899 milioni e a €1.051 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.
Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.542 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.420 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso (%) da	Tasso (%) a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.000	29	**1.029**	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.200	15	**1.215**	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	13	**1.013**	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	10	**1.010**	EUR		2026		1,500
Eni SpA	1.000	10	**1.010**	EUR		2031		2,000
Eni SpA	1.000	3	**1.003**	EUR		2030		0,625
Eni SpA	1.000	1	**1.001**	EUR		2026		1,250
Eni SpA	900	(1)	**899**	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	1	**801**	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	11	**761**	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	7	**757**	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750	(4)	**746**	EUR		2034		1,000
Eni SpA	700	3	**703**	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650	4	**654**	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(3)	**597**	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.545	(4)	**1.541**	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	795	7	**802**	EUR	2025	2043	1,275	5,441
	15.440	**102**	**15.542**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	883	7	**890**	USD		2023		4,000
Eni SpA	883	4	**887**	USD		2028		4,750
Eni SpA	883		**883**	USD		2029		4,250
Eni SpA	309	1	**310**	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	353		**353**	USD		2027		7,300
CEF3 Wind Energy SpA	99	(2)	**97**	EUR		2025		2,010
	3.410	**10**	**3.420**					
	18.850	**112**	**18.962**					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €703 milioni. Nel corso del 2021 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(1)	**399**	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (c.d. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Il prestito obbligazionario scade nei prossimi 12 mesi.

Nel corso dell'esercizio 2021 Eni, nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, ha emesso sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO_2 equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse. Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked bond sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	1.000	(2)	**998**	EUR	2028	0,375

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2021 il programma risulta utilizzato per €16,4 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2021				**31.12.2020**			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	**Tasso medio** (%)	**Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine** (€ milioni)	**Tasso medio** (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	1.356		20.399	1,5	1.004		19.142	1,7
Dollaro USA	928	0,2	5.096	3,8	1.870	1,1	4.522	4,6
Altre valute	15	(0,3)			8	(0,5)	140	4,3
Totale	**2.299**		**25.495**		**2.882**		**23.804**	

Al 31 dicembre 2021 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €6.207 milioni (€7.183 milioni al 31 dicembre 2020) e di linee di credito committed non utilizzate per €2.835 milioni, di cui €2.820 milioni scadenti oltre 12 mesi (€5.295 milioni al 31 dicembre 2020, di cui 4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Al 31 dicembre 2021 le linee di credito committed, utilizzate e non utilizzate, comprendono contratti sustainability-linked per €4.850 milioni. L'utilizzo delle linee di credito è avvenuto per adempiere gli obblighi di mantenere un ammontare adeguato di depositi finanziari (margin call) a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity in relazione ai significativi aumenti dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrati nel dicembre 2021.

Al 31 dicembre 2021 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Obbligazioni ordinarie e Sustainability-Linked Bond	23.070	22.429
Obbligazioni convertibili	513	497
Banche	5.029	4.008
Altri finanziatori	138	36
	28.750	**26.970**

I fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 1,7% (-0,5% e 1,4% al 31 dicembre 2020).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2020	**23.804**	**2.882**	**5.018**	**31.704**
Variazioni monetarie	666	(910)	(939)	(1.183)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	255	153	303	711
Variazione dell'area di consolidamento	545	160	103	808
Altre variazioni non monetarie	225	14	852	1.091
Valore al 31.12.2021	**25.495**	**2.299**	**5.337**	**33.131**
Valore al 31.12.2019	**22.066**	**2.452**	**5.648**	**30.166**
Variazioni monetarie	2.178	937	(869)	2.246
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(348)	(528)	(333)	(1.209)
Variazione area di consolidamento	64	22	4	90
Altre variazioni non monetarie	(156)	(1)	568	411
Valore al 31.12.2020	**23.804**	**2.882**	**5.018**	**31.704**

La variazione dell'area di consolidamento è riferita alla linea di business Plenitude per €474 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €213 milioni.
Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.102 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing (€808 milioni al 31 dicembre 2020).

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

20 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema dell'indebitamento finanziario netto è stato aggiornato sulla base delle indicazioni Consob che ha richiesto nuove voci o nuove aggregazioni di voci esistenti. L'indebitamento finanziario netto posto a confronto è stato rideterminato alla luce del nuovo schema senza modifiche quantitative.

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
A. Disponibilità liquide	2.758	2.500
B, Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.496	6.913
C. Altre attività finanziarie correnti	10.553	5.705
D. Liquidità (A+B+C)	**18.807**	**15.118**
E. Debito finanziario corrente	3.613	4.022
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.415	1.618
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F	**5.028**	**5.640**
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D	**(13.779)**	**(9.478)**
I. Debito finanziario non corrente	9.058	7.388
J. Strumenti di debito	19.045	18.676
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K	**28.103**	**26.064**
M. Totale indebitamento finanziario (H+L	**14.324**	**16.586**

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €115 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.
L'aumento delle altre attività finanziarie correnti è dovuto all'adempimento delle obbligazioni nei confronti delle istituzioni finanziarie e dei commodity-based exchange di incrementare i depositi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity e riflette l'eccezionale aumento dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrato in Europa nel dicembre 2021 (margin call).
Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie destinate al trading che sono commentate alla nota n. 7 - Attività finanziarie destinate al trading; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 - Passività finanziarie.
La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €948 milioni e €4.389 milioni (rispettivamente €849 milioni e €4.169 milioni al 31 dicembre 2020) di cui, €1.684 milioni (€1.652 milioni al 31 dicembre 2020) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

21 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2020	**9.362**	**2.263**	**385**	**170**	**258**	**198**	**95**	**53**	**654**	**13.438**
Accantonamenti		289	234	34	102	15	2	1	219	896
Rilevazione iniziale e variazione stima	195									195
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	153	(9)								144
Utilizzi a fronte oneri	(469)	(313)	(90)	(9)	(63)			(3)	(308)	(1.255)
Utilizzi per esuberanza		(10)	(72)	(8)		(16)	(4)	(36)	(45)	(191)
Differenze cambio da conversione	445	2	21	8		3	1		8	488
Altre variazioni	(65)	(16)	(26)	16	(2)	(5)	(1)		(23)	(122)
Valore al 31.12.2021	**9.621**	**2.206**	**452**	**211**	**295**	**195**	**93**	**15**	**505**	**13.593**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (€8.580 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production. Il fondo include anche la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli

impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€134 milioni). Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €153 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,4% e 3,8% (-0,2% e 3,7% al 31 dicembre 2020). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" dell'Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €1.532 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €376 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €258 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi per €61 milioni alla risoluzione di dispute contrattuali del settore Exploration & Production.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €186 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €94 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €144 milioni.

Il fondo mutua assicurazione OIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Il fondo esodi agevolati è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

22 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Piani a benefici definiti:		
- TFR	227	258
- Piani esteri a benefici definiti	129	493
- Fisde, altri piani medici esteri e altri	162	182
	518	**933**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	301	268
	819	**1.201**

L'ammontare della passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €124 milioni, il contratto di espansione per €69 milioni, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA Società Benefit per €66 milioni, i premi di anzianità per €29 milioni e gli altri piani a lungo termine per €13 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2021						2020					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definit	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici defini	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefic definit	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici defini	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**258**	**1.140**	**182**	**1.580**	**268**	**1.848**	**269**	**1.044**	**177**	**1.490**	**278**	**1.768**
Costo corrente	1	16	3	**20**	49	**69**		23	3	**26**	50	**76**
Interessi passivi	1	24	1	**26**		**26**	2	27	2	**31**	1	**32**
Rivalutazioni:		(118)	(6)	**(124)**	(11)	**(135)**	5	48	13	**66**	4	**70**
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demogr afich	*(1)*	*(3)*	*(4)*	***(8)***	*(1)*	***(9)***	*(3)*	*(10)*	*2*	***(11)***	*2*	***(9)***
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziari	*(1)*	*(111)*	*3*	***(109)***	*2*	***(107)***	*9*	*71*	*13*	***93***	*5*	***98***
- Effetto dell'esperienza passata	*2*	*(4)*	*(5)*	***(7)***	*(12)*	***(19)***	*(1)*	*(13)*	*(2)*	***(16)***	*(3)*	***(19)***
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					107	**107**		(2)		**(2)**	20	**18**
Contributi al piano:		1		**1**		**1**		1		**1**		***1***
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
Benefici pagati	(36)	(39)	(8)	**(83)**	(56)	**(139)**	(20)	(33)	(9)	**(62)**	(63)	**(125)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	3	(263)	(10)	**(270)**	(56)	**(326)**	2	32	(4)	**30**	(22)	**8**
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**227**	**761**	**162**	**1.150**	**301**	**1.451**	**258**	**1.140**	**182**	**1.580**	**268**	**1.848**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**648**		**648**		**648**		**632**		**632**		**632**
Interessi attivi		12		**12**		**12**		15		**15**		**15**
Rendimento delle attività a servizio del piano		(5)		**(5)**		**(5)**		51		**51**		**51**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione								(3)		**(3)**		**(3)**
Contributi al piano:		15		**15**		**15**		15		**15**		**15**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
- Contributi del dat ore di lavoro		*14*		***14***		***14***		*14*		***14***		***14***
Benefici pagati		(28)		**(28)**		**(28)**		(21)		**(21)**		**(21)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(9)		**(9)**		**(9)**		(41)		**(41)**		**(41)**
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**633**		**633**		**633**		**648**		**648**		**648**
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		**1**		**1**		**1**						
Modifiche nel massimale di attività								1		**1**		**1**
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**227**	**129**	**162**	**518**	**301**	**819**	**258**	**493**	**182**	**933**	**268**	**1.201**

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività attuariale, al netto delle attività al servizio del piano, di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €1 milione e di €268 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Il decremento della passività netta di €267 milioni è dovuto essenzialmente al ricalcolo della passività attuariale con nuovi parametri.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definit	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici defini	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2021						
Costo corrente	1	16	3	**20**	49	**69**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					107	**107**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull' obbligazione	*1*	*24*	*1*	***26***		***26***
- Interessi attivi sulle attività a ser vizio del piano		*(12)*		***(12)***		***(12)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	1	12	1	**14**		**14**
- di cui rile vato nel "Cost o lavoro"						
- di cui rile vato nei "Pr oventi (oneri) finanziari	*1*	*12*	*1*	***14***		***14***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(11)	**(11)**
Totale	**2**	**28**	**4**	**34**	**145**	**179**
- di cui rile vato nel "Cost o lavoro"	*1*	*16*	*3*	***20***	*145*	***165***
- di cui rile vato nei "Pr oventi (oneri) finanziari	*1*	*12*	*1*	***14***		***14***
2020						
Costo corrente		23	3	**26**	50	**76**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1		**1**	20	**21**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull' obbligazione	*2*	*27*	*2*	***31***	*1*	***32***
- Interessi attivi sulle attività a ser vizio del piano		*(15)*		***(15)***		***(15)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	12	2	**16**	1	**17**
- di cui rile vato nel "Cost o lavoro"					*1*	***1***
- di cui rile vato nei "Pr oventi (oneri) finanziari	*2*	*12*	*2*	***16***		***16***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	**4**
Totale	**2**	**36**	**5**	**43**	**75**	**118**
- di cui rile vato nel "Cost o lavoro"		*24*	*3*	***27***	*75*	***102***
- di cui rile vato nei "Pr oventi (oneri) finanziari	*2*	*12*	*2*	***16***		***16***

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2021				2020			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definit	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici defini	TFR	Piani esteri a benefic definit	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici defini
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)	(3)	(4)	**(8)**	(3)	(10)	2	**(11)**
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)	(111)	3	**(109)**	9	71	13	**93**
- Effetto dell'esperienza passata	2	(4)	(5)	**(7)**	(1)	(13)	(2)	**(16)**
- Rendimento delle attività a servizio del piano		5		**5**		(51)		**(51)**
- Modifiche nel massimale di attività						1		**1**
		(113)	**(6)**	**(119)**	**5**	**(2)**	**13**	**16**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2021									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	95	43	299	8	3	1	23	157	**629**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							4		**4**
	95	**43**	**299**	**8**	**3**	**1**	**27**	**157**	**633**
31.12.2020									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	117	38	297	8	2	76	20	87	**645**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		**3**
	117	**38**	**297**	**8**	**2**	**76**	**23**	**87**	**648**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici defini	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2021					
Tasso di sconto	(%)	1,0	0,3-15,3	1,0	0,0-1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,8	1,5-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,8	0,7-13,3	1,8	1,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	
2020					
Tasso di sconto	(%)	0,3	0,1-14,7	0,3	0,0-0,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,8	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,8	0,8-12,2	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-26	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definit
2021						
Tasso di sconto	(%)	0,9-1,2	0,3-1,9	3,0-15,3	6,7	**0,3-15,3**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-4,0	1,9-12,5	5,0	**1,5-12,5**
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-1,9	0,7-3,5	3,0-13,3	3,0	**0,7-13,3**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23-25	13-15		**13-25**
2020						
Tasso di sconto	(%)	0,4-0,8	0,1-1,4	2,6-14,7	6,4-9,8	**0,1-14,7**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	5,0-9,8	**1,3-12,5**
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-1,9	0,8-3,1	2,6-12,2	3,0-5,0	**0,8-12,2**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-26	13-17		**13-26**

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2021						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(9)	9	6			
Piani esteri a benefici definiti	(49)	55	34	11		28
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	11			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			
31.12.2020						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(10)	6	7			
Piani esteri a benefici definiti	(84)	92	47	25		67
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	7			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.
L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €123 milioni, di cui €40 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definit	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2021					
2022		16	23	9	83
2023		16	24	7	80
2024		18	29	7	69
2025		20	24	7	25
2026		20	25	7	11
Oltre		137	4	125	33
Durata media ponderata	(anni)	**9,8**	**17,6**	**13,6**	**3,1**
31.12.2020					
2021		12	44	8	71
2022		13	42	7	66
2023		17	50	7	63
2024		20	63	7	16
2025		21	67	7	12
Oltre		175	227	146	40
Durata media ponderata	(anni)	**8,2**	**19,1**	**13,7**	**2,8**

23 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Passività per imposte differite lorde	10.668	8.581
Attività per imposte anticipate compensabili	(5.833)	(3.057)
Passività per imposte differite	**4.835**	**5.524**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.546	7.166
Passività per imposte differite compensabili	(5.833)	(3.057)
Attività per imposte anticipate	**2.713**	**4.109**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	7.346	6.171
- contratti di leasing IFRS 16	1.076	1.089
- contratti derivati	916	27
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	408	415
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	166	199
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	87	56
- altre	669	624
	10.668	**8.581**
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(7.374)	(6.983)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.400)	(2.211)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.354)	(2.206)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.417)	(1.213)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.095)	(1.371)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.091)	(1.113)
- derivati	(343)	(2)
- over/under lifting	(219)	(211)
- benefici ai dipendenti	(155)	(213)
- utili infragruppo	(71)	(117)
- altre	(631)	(591)
	(17.150)	**(16.231)**
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	**8.604**	**9.065**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	**(8.546)**	**(7.166)**

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2020	**8.581**	**(16.231)**	**9.065**	**(7.166)**
Incrementi	1.977	(1.783)	270	(1.513)
Decrementi	(765)	1.804	(863)	941
Differenze di cambio da conversione	683	(682)	186	(496)
Altre variazioni	192	(258)	(54)	(312)
Valore al 31.12.2021	**10.668**	**(17.150)**	**8.604**	**(8.546)**
Valore al 31.12.2019	**9.583**	**(15.767)**	**6.744**	**(9.023)**
Incrementi	960	(2.649)	2.638	(11)
Decrementi	(1.326)	1.357	(130)	1.227
Differenze di cambio da conversione	(725)	742	(192)	550
Altre variazioni	89	86	5	91
Valore al 31.12.2020	**8.581**	**(16.231)**	**9.065**	**(7.166)**

Le perdite fiscali ammontano a €27.948 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €19.515 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €16.260 milioni e a società estere per €11.688 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €3.914 milioni e €3.460 milioni.
Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 29,6% per le imprese estere.
Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €6.609 milioni e a società estere per €1.995 milioni.
Le imposte sono indicate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.

24 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

	31.12.2021			31.12.2020		
(€ milioni)	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	113	39	2	125	127	2
- Interest currency swap	30	7	2	128	2	2
- Outright	3	11	2	4	7	2
	146	**57**		**257**	**136**	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	13	43	2	23	74	2
	13	**43**		**23**	**74**	
Contratti su merci						
- Future	603	496	1	418	447	1
- Over the counter	102	121	2	89	77	2
- Altro	1	55	2	5		2
	706	**672**		**512**	**524**	
	865	**772**		**792**	**734**	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- Over the counter	12.050	11.939	2	1.167	1.451	2
- Future	6.555	5.002	1	440	525	1
- Opzioni				4	3	2
	18.605	**16.941**		**1.611**	**1.979**	
Contratti derivati cash flow hedg						
Contratti su merci						
- Over the counter	7	735	2	209	30	2
- Future	193	1.672	1	119	8	1
	200	**2.407**		**328**	**38**	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap		3	2			
		3				
	200	**2.410**		**328**	**38**	
Opzioni						
- Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili				2	2	2
- Altre opzioni		62	3		51	3
		62		**2**	**53**	
Totale contratti derivati lordi	**19.670**	**20.185**		**2.733**	**2.804**	
Compensazione	(7.159)	(7.159)		(1.033)	(1.033)	
Totale contratti derivati netti	**12.511**	**13.026**		**1.700**	**1.771**	
Di cui:						
- correnti	12.460	12.911		1.548	1.609	
- non correnti	51	115		152	162	

Nel corso dell'esercizio 2021 Eni ha sottoscritto interest currency swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2021 il fair value di tali contratti è passivo per €1 milione.
Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.
Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, c.d. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.
Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 - Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.
L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.109 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €153 milioni nel corso del 2021) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.083 milioni).
Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili al 31 dicembre 2020 riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.
La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita a Eni Global Energy Markets.
Nel corso dell'esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.
Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2021			31.12.2020		
(€ milioni)	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value e. cace	Variazione fair value ine cace
Contratti derivati cash flow hedg						
Contratti su commodity						
- Over the counter	(461)	(2.016)	(46)	821	(438)	
- Future	(364)	534	(5)	541	158	(1)
	(825)	**(1.482)**	**(51)**	**1.362**	**(280)**	**(1)**
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	84	3				
	84	**3**				
	(741)	**(1.479)**	**(51)**	**1.362**	**(280)**	**(1)**

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2021			31.12.2020		
(€ milioni)	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'ine cacia delle coperture	Riserva cash ow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedg						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	86	(1.272)	(215)	284	(7)	(941)
	86	**(1.272)**	**(215)**	**284**	**(7)**	**(941)**
Contratti su interessi						
- Flussi su ammontari coperti	(3)	3				
	(3)	**3**				
	83	**(1.269)**	**(215)**	**284**	**(7)**	**(941)**

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(51)	(1)	(2)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	954	(765)	289
	903	**(766)**	**287**

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.
I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020	2019
- Strumenti finanziari derivati su valute	(322)	391	9
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	16	(40)	(23)
	(306)	**351**	**(14)**

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

25 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

Le attività destinate alla vendita di €263 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2020) e passività direttamente associabili €124 milioni riguardano: (i) l'accordo di cessione delle attività in Pakistan a Prime International Oil & Gas Company e riguardano il 100% delle società consolidate Eni AEP Ltd, Eni Pakistan Ltd, Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl e Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd. Le attività oggetto dell'accordo consistono in partecipazioni in otto licenze di sviluppo e produzione nei bacini Kithar Fold Belt e Middle Indus e quattro licenze di esplorazione nei bacini Middle Indus e Indus Offshore. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €114 milioni (di cui attività correnti €81 milioni) e a €124 milioni (di cui passività correnti €34 milioni); (ii) la cessione della partecipata Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA attiva nella distribuzione del gas in Grecia per €135 milioni; (iii) la cessione di attività materiali per un valore di iscrizione complessivo di €14 milioni.

26 PATRIMONIO NETTO

PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	22.750	34.043
Riserva per differenze cambio da conversione	6.530	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	3.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	958	581
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(896)	(5)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(117)	(158)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	54	85
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	141	36
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(958)	(581)
Utile (perdita) dell'esercizio	5.821	(8.635)
	44.437	**37.415**

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2021, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) ed è rappresentato da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2020).

Il 12 maggio 2021, l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,24 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 26 maggio 2021, con data di stacco il 24 maggio 2021 e "record date" il 25 maggio 2021. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2020 ammonta perciò a €0,36; (ii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di un numero di azioni pari al 7% delle azioni ordinarie (e al 7% del capitale sociale) della Società (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio), per un esborso complessivo fino a €1.600 milioni; in esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2021 sono state acquistate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni.

UTILI RELATIVI A ESERCIZI PRECEDENTI

Gli utili relativi a esercizi precedenti comprendono l'effetto della distribuzione dell'acconto sul dividendo 2021 di €1.533 milioni pari a €0,43 per azione che è stato deliberato il 29 luglio 2021 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 22 settembre 2021.

RISERVA PER DIFFERENZE CAMBIO

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Nell'esercizio 2021, Eni ha emesso 2 obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €2 miliardi; i costi di emissione ammontano a €15 milioni.
Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.
Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

RISERVA PER ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

RISERVE PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendent			Riserve OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto(*)	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscal	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscal	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2020	**(7)**	**2**	**(5)**	**(205)**	**47**	**(158)**	**85**	**36**
Variazione dell'esercizio	(1.479)	434	(1.045)	119	(77)	42	(32)	105
Differenze cambio				2	(3)	(1)	1	
Rigiro a rettifica Rimanenze	2	(1)	1					
Rigiro a conto economico	215	(62)	153					
Riserva al 31.12.2021	**(1.269)**	**373**	**(896)**	**(84)**	**(33)**	**(117)**	**54**	**141**
Riserva al 31.12.2019	**(656)**	**191**	**(465)**	**(183)**	**17**	**(166)**	**53**	**12**
Variazione dell'esercizio	(280)	81	(199)	(16)	25	9	32	24
Differenze cambio				(6)	5	(1)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(12)	3	(9)					
Rigiro a conto economico	941	(273)	668					
Riserva al 31.12.2020	**(7)**	**2**	**(5)**	**(205)**	**47**	**(158)**	**85**	**36**

La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2021 comprende -€4 milioni relativi ai piani a benefici definiti per i dipendenti (-€7 milioni al 31 dicembre 2020).

ALTRE RISERVE

Le altre riserve riguardano per €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €958 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2020) e sono rappresentate da n. 65.838.173 azioni ordinarie Eni (33.045.197 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2020) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2021, sono state acquistate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.313.895 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017.

L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2021 comprende riserve distribuibili per circa €34 miliardi.

PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	**2021**	**2020**	31.12.2021	31.12.2020
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**7.675**	**1.607**	**51.039**	**44.707**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(3.324)	(10.660)	(9.910)	(8.839)
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile		(6)	153	193
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	1.855	264	4.266	2.086
- eliminazione di utili infragruppo	(176)	88	(654)	(478)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(190)	79	(375)	(176)
	5.840	**(8.628)**	**44.519**	**37.493**
Interessenze di terzi	(19)	(7)	(82)	(78)
Come da bilancio consolidato	**5.821**	**(8.635)**	**44.437**	**37.415**

27 ALTRE INFORMAZIONI

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2021	2020	2019
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	262	15	1
Attività non correnti	2.698	193	12
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(486)	(64)	
Passività correnti e non correnti	(349)	(17)	(6)
Effetto netto degli investimenti	**2.125**	**127**	**7**
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(99)		
Interessenze di terzi	(4)	(15)	(2)
Totale prezzo di acquisto	**2.022**	**112**	**5**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equiv alenti	*(121)*	*(3)*	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	**1.901**	**109**	**5**
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	2		77
Attività non correnti			188
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			11
Passività correnti e non correnti			(57)
Effetto netto dei disinvestimenti	**2**		**219**
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo			(24)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti			16
Totale prezzo di vendita	**2**		**211**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equiv alenti			*(24)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute ante business combination	**2**		**187**
Business combination Unión Fenosa Gas			
Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta	**232**		
a dedurre:			
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati			
Attività correnti	370		
Attività non correnti	378		
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(128)		
Passività correnti e non correnti	(420)		
Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati	**200**		
Totale disinvestimenti netti	**32**		
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equiv alenti	*42*		
Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	**74**		
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	**76**		**187**

Gli investimenti del 2021 sono commentati alla nota n. 5 - Business Combination e altre transazioni significative.

I disinvestimenti del 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

Gli investimenti del 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA Società Benefit del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia per €12 milioni. L'allocazione del prezzo di acquisto di entrambe le business combination è definitiva.

Gli investimenti del 2019 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 60% della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale; (ii) l'acquisizione residua del 32% della joint operation Petroven Srl titolare di un deposito costiero adibito a stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi.

I disinvestimenti del 2019 hanno riguardato la cessione del 100% della società Agip Oil Ecuador BV titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano.

28 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Imprese consolidate	6.432	4.758
Imprese controllate non consolidate	190	176
Imprese in joint venture e collegate	3.358	3.800
Altri	180	150
	10.160	**8.884**

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi e altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.601 milioni (€3.209 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) contratti autonomi rilasciati dal settore Exploration & Production principalmente in relazione ad attività Oil & Gas per €943 milioni; (iii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte dell'acquisto di partecipazioni per 913 milioni. L'impegno effettivo ammonta a €6.267 milioni (€4.520 milioni al 31 dicembre 2020).
Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.413 milioni (€1.533 milioni al 31 dicembre 2020) a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.304 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.764 milioni (€1.544 milioni al 31 dicembre 2020), di cui €1.260 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.079 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) nel corso del 2021 è stata cancellata la fidejussione di €499 milioni al 31 dicembre 2020 rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €179 milioni (€165 milioni al 31 dicembre 2020). L'impegno effettivo ammonta a €1.816 milioni (€1.898 milioni al 31 dicembre 2020).
Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri riguardano per €157 milioni (€145 milioni al 31 dicembre 2020) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €124 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2020).
In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.324 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Impegni	75.201	69.998
Rischi	934	600
	76.135	**70.598**

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €70.039 milioni (€64.294 milioni al 31 dicembre 2020). L'incremento di €5.745 milioni è riferito essenzialmente a differenze di cambio da conversione; (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.532 milioni (€3.260 milioni al 31 dicembre 2020) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) nel corso del 2021 è cessato definitivamente l'impegno di €1.672 milioni al 31 dicembre 2020 assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031); (iv) l'impegno di €385 milioni per la vendita a Snam Rete Gas SpA del 49,9% delle partecipazioni detenute in Trans Tunisian Pipeline Company SpA e Transmediterranean Pipeline Co Ltd, società che gestiscono i gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia; (v) l'impegno di €262 milioni per l'acquisto del 20% del progetto relativo al campo eolico Dogger Bank (C) nel Mare del Nord; (vi) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili in Spagna e in Grecia per €250 milioni; (vii) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €106 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2020). Questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (viii) l'impegno di €99 milioni di EniPower SpA per l'acquisto di due nuove turbine a gas.
I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €246 milioni (€230 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €688 milioni (€370 milioni al 31 dicembre 2020).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (Eni 50%), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinata secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €11 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS. Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Nella parte finale del 2021 la società partecipata Saipem (quota Eni 31,2%), controllata congiuntamente con l'altro socio di riferimento CDP, ha registrato un significativo deterioramento della business performance con la rilevazione di ingenti perdite su commesse e importanti svalutazioni dell'attivo che hanno eroso in misura rilevante i mezzi propri peggiorando gli indici patrimoniali e di solvibilità. Il peggioramento dei risultati rispetto alle attese è stato comunicato al mercato a inizio 2022. È stato insediato un nuovo management che nel marzo 2022 ha approvato un piano industriale per il recupero di redditività, il miglioramento della generazione di cassa e il rientro dell'indebitamento sulla cui base innestare una manovra di rafforzamento della struttura finanziaria e patrimoniale che prevede un aumento di capitale da €2 miliardi entro fine anno al quale Eni contribuirà in proporzione alla propria quota di partecipazione (circa €0,61 miliardi).
In data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi SpA (EniServizi) per conto di Eni SpA (Eni) un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Poiché nemmeno tale nuova data di consegna è stata rispettata, a decorrere dal 1° gennaio 2022 Eni avrebbe titolo per applicare alla Proprietà penali per ritardata consegna del complesso immobiliare. In tale contesto, la Proprietà ha lamentato il fatto che i ritardi non sarebbero a sé interamente imputabili, quanto meno per la realizzazione del complesso immobiliare (non anche per le opere pubbliche), per via del fatto che i lavori sono stati rallentati da: (i) gli effetti della crisi pandemica, (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area e (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, con comunicazioni del novembre e dicembre 2021, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di addebitare ad EniServizi e/o Eni almeno parte delle riserve che il suo appaltatore ha formulato nei confronti della Proprietà medesima pari, ad oggi, a circa €117 milioni. A tal riguardo, ferma la completa terzietà ed estraneità di Eni ed EniServizi rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore (ribadita in molteplici comunicazioni), si segnala quanto segue:

- i ritardi aventi titolo nei fatti di cui i punti (i) e (ii) sono già stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 e quindi riassorbiti nella data di consegna del 31 dicembre 2021;

- quanto al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto.

Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale promossa da controparte.
Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento alle tematiche legate al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss, ed in particolare le stime delle probability of default e delle loss given default, sono stati aggiornati per tener conto degli impatti del COVID-19 e dei relativi riflessi sul contesto economico di riferimento.
Al 31 dicembre 2021 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi. Non si registrano effetti significativi sulle operazioni di copertura connesse per effetto degli impatti del COVID-19 sul contesto economico di riferimento.

RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate e Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane e non italiane la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni av-

verse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.
In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal Consiglio di Amministrazione, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.
Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.
L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso

di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto

inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Al 31 dicembre 2021 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A-/BBB+ in linea con quello di fine 2020.
Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2021 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2020) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2021				2020			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	11,04	1,29	3,32	3,66	7,39	1,18	2,93	1,34
Tasso di cambio[a]	0,28	0,11	0,18	0,12	0,48	0,10	0,28	0,18

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2021				2020			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	42,76	2,91	23,80	2,91	16,10	3,02	8,50	3,02
Trading[b]	1,03	0,12	0,37	0,20	1,57	0,10	0,52	0,25

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Green\Traditional Refining & Marketing, Eni gas e luce, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, GTR&M e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.
(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels e Eni Global Energy Markets (Londra-Bruxelles-Singapore) e a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2021				2020			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro[a]	0,40	0,29	0,33	0,30	0,37	0,29	0,32	0,30

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2021				2020			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro[a]	0,14	0,05	0,11	0,13	0,07	0,03	0,05	0,05

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.
Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.
All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA COMMERCIALE

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministra-

zione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA FINANZIARIA

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels SpA (ETB) ed Eni Trading & Shipping Inc (ETS Inc) per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

A fronte dell'accresciuta volatilità dei mercati delle commodity e del connesso maggior impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha rafforzato ulteriormente la propria flessibilità finanziaria tramite l'attivazione di nuove linee di finanziamento.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2021 il programma risulta utilizzato per circa €16,4 miliardi (di cui Eni SpA per €14,1 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2021 S&P ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile.

A maggio 2021 Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di €2 miliardi, che si aggiungono a quelle già emesse ad ottobre 2020 del valore complessivo di €3 miliardi. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che a fini IFRS sono considerati al 100% Equity. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3/BBB/BBB (Moody's/S&P/Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes, a giugno 2021 Eni ha emesso un bond sustainability-linked del valore complessivo di €1 miliardo. Tale bond rappresenta la prima emissione obbligazionaria sustainability-linked del settore ed è collegata al raggiungimento di obiettivi di sosteni-

bilità relativi a Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) e capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
Al 31 dicembre 2021, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €6.207 milioni. Le linee di credito committed totali sono pari a €5.114 milioni (di cui €5.000 milioni in capo a Eni SpA) di cui non utilizzate per €2.835 milioni; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.903	4.339	2.272	2.616	3.910	10.668	**25.708**
Passività finanziarie a breve termine	2.299						**2.299**
Passività per beni in leasing	920	688	565	508	481	2.147	**5.309**
Passività per strumenti finanziari derivati	12.911	3	61		23	28	**13.026**
	18.033	**5.030**	**2.898**	**3.124**	**4.414**	**12.843**	**46.342**
Interessi su debiti finanziari	475	462	386	359	286	905	**2.873**
Interessi su passività per beni in leasing	282	247	214	184	155	681	**1.763**
	757	**709**	**600**	**543**	**441**	**1.586**	**4.636**
Garanzie finanziarie	1.599						**1.599**

	Anni di scadenza						
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.697	1.518	3.469	2.049	2.730	12.232	**23.695**
Passività finanziarie a breve termine	2.882						**2.882**
Passività per beni in leasing	815	593	503	442	413	2.218	**4.984**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.609	26	13	50		73	**1.771**
	7.003	**2.137**	**3.985**	**2.541**	**3.143**	**14.523**	**33.332**
Interessi su debiti finanziari	502	473	461	387	360	1.164	**3.347**
Interessi su passività per beni in leasing	295	252	219	192	165	748	**1.871**
	797	**725**	**680**	**579**	**525**	**1.912**	**5.218**
Garanzie finanziarie	1.072						**1.072**

Le passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.370 milioni (€2.429 milioni al 31 dicembre 2020) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.
Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2022**	**2023-2026**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2021				
Debiti commerciali	16.795			**16.795**
Altri debiti e anticipi	4.925	112	109	**5.146**
	21.720	**112**	**109**	**21.941**

	Anni di scadenza			
	2021	2022-2025	Oltre	Totale
31.12.2020				
Debiti commerciali	8.679			**8.679**
Altri debiti e anticipi	4.257	111	94	**4.462**
	12.936	**111**	**94**	**13.141**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[28]

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.
Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.
Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2022 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**370**	**298**	**448**	**377**	**436**	**10.594**	**12.523**
Costi relativi a fondi ambientali	**376**	**346**	**297**	**245**	**178**	**706**	**2.148**
Impegni di acquisto[b]	**28.862**	**20.394**	**17.062**	**13.873**	**11.157**	**67.751**	**159.099**
- Gas							
Take-or-pay	25.874	19.547	16.344	13.483	10.934	67.377	**153.559**
Ship-or-pay	866	487	443	379	217	351	**2.743**
- Altri impegni di acquisto	2.122	360	275	11	6	23	**2.797**
Altri Impegni	**2**					**104**	**106**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2					104	**106**
Totale[c]	**29.610**	**21.038**	**17.807**	**14.495**	**11.771**	**79.155**	**173.876**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni delle società classificate come destinate alla vendita per €67 milioni.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €28,1 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement. Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	5.107	3.712	2.273	1.420	2.336	**14.848**

(28) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

	2021			2020		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari alutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading[a]	6.301	11		5.502	31	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading[b]	(611)	597		(19)	(415)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value[c]	1.294	230	105	957	150	24
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	19.124	(226)		10.955	(213)	
- Crediti finanziari[e]	6.140	39		1.207	99	
- Titoli[a]	53			55		
- Debiti commerciali e altri debiti[a]	21.941	(80)		13.141	(31)	
- Debiti finanziari[f]	27.794	(250)		26.686	(632)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[g]	96	(215)	(1.264)	(52)	(941)	661

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €903 milioni di proventi (oneri per €766 milioni nel 2020) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €306 milioni di oneri (proventi per €351 milioni nel 2020).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €279 milioni di svalutazioni nette (€226 milioni di svalutazioni nette nel 2020) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €53 milioni di proventi (proventi per €13 milioni nel 2020), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €18 milioni (€22 milioni di interessi attivi nel 2020).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €53 milioni (€92 milioni nel 2020) e svalutazioni nette per €25 milioni (€1 milione di svalutazioni nette nel 2020).
(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €487 milioni (€531 milioni nel 2020).
(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2021			
Attività finanziari			
Crediti commerciali e altri crediti	20.461	1.611	18.850
Altre attività correnti	20.791	7.157	13.634
Altre attività non correnti	1.031	2	1.029
Passività finanziari			
Debiti commerciali e altri debiti	23.331	1.611	21.720
Altre passività correnti	22.913	7.157	15.756
Altre passività non correnti	2.248	2	2.246
31.12.2020			
Attività finanziari			
Crediti commerciali e altri crediti	11.681	755	10.926
Altre attività correnti	3.719	1.033	2.686
Altre attività non correnti	1.253		1.253
Passività finanziari			
Debiti commerciali e altri debiti	13.691	755	12.936
Altre passività correnti	5.905	1.033	4.872
Altre passività non correnti	1.877		1.877

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €1.540 milioni (€753 milioni al 31 dicembre 2020) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €71 milioni (€2 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €7.159 milioni (€1.033 milioni al 31 dicembre 2020).

Contenziosi
Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri, di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. Nonostante in sede di discussione, il PM procedente abbia chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020, il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d'imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. Il PM ha provveduto a precisare, per ciascun imputato, il periodo temporale della presunta posizione di garanzia rivestita, e all'esito dell'udienza preliminare, il 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati e in relazione a tutte le contestazioni, alcuni per non aver commesso il fatto e altri per intervenuta prescrizione. La Società ha, quindi, ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito anche in relazione alle posizioni degli ex dirigenti del Gruppo Eni prosciolti per intervenuta prescrizione. Si è in attesa di fissazione del giudizio di appello.

ii) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica** Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. In attesa delle determinazioni del Pubblico Ministero è stata depositata una memoria difensiva per riassumere l'attività svolta da Syndial (ora Eni Rewind SpA) in tema di bonifica, espressiva della chiara volontà di intervenire in modo risolutivo, e ottenere un'archiviazione del procedimento penale. In data 3 marzo 2020 è stato emanato il Decreto Ministeriale di approvazione del POB Fase 2. Il Pubblico Ministero ha presentato richiesta di archiviazione e il GIP ha fissato una udienza camerale. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto nuove indagini, assegnando un termine di 4 mesi al Pubblico Ministero per il loro svolgimento.

iii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del Giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010-gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo davanti la Corte d'Appello di Cagliari - Sez. distaccata di Sassari si è concluso in data 14 dicembre 2021, con una sentenza di conferma della pronuncia di condanna di primo grado, anche in relazione alle statuizioni civili. Si è in attesa del deposito delle motivazioni della sentenza ai fini della relativa impugnazione.

iv) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind SpA è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. Una volta istaurato il giudizio di primo grado è stata ammessa la costituzione di parte civile del MITE e il Tribunale ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio nei confronti di Eni Rewind quale responsabile amministrativo ex D.Lgs. n. 231/2001, restituendo gli atti al GUP, che ha successivamente emesso il decreto di fissazione di una nuova udienza preliminare fissata al 31 marzo 2022. Per altro verso, è in corso il dibattimento nei confronti degli imputati.

v) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind SpA è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio 2019 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare, nel corso della quale si è costituito parte civile il Comune di Porto Torres, il GUP ha pronunciato nei confronti di tutti gli imputati sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione in relazione ai reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose ex art. 674 c.p. nonché nei confronti di Eni Rewind SpA in relazione all'illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01, mentre ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati davanti al Tribunale di Sassari, all'udienza del 28 maggio 2021, limitatamente al reato di disastro ambientale. Una volta instaurato il giudizio di primo grado si è costituito parte civile il MITE. Il Tribunale, in accoglimento delle eccezioni della difesa, ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio con restituzione degli atti al GUP. Si è in attesa di fissazione di udienza dinanzi al GUP.

vi) **Eni Rewind SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind SpA ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro. Mentre ha pronunciato condanna per un caso di asbestosi.
Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno impugnato la sentenza davanti la Corte d'Appello di Bologna che ha disposto una perizia. I difensori di Eni hanno ricusato un membro del collegio peritale e la Corte d'Appello ha respinto la richiesta di ricusazione con ordinanza successivamente annullata dalla Corte di Cassazione. In sede di rinvio, su richiesta dei difensori di Eni la Corte d'Appello di Bologna, stante la diversa composizione del collegio giudicante, ha disposto la rinnovazione del giudizio di appello e, conseguentemente, la successiva revoca dell'ordinanza con cui era stata inizialmente disposta la perizia. In data 25 maggio 2020, la Corte d'Appello ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi di mesotelioma, tumore polmonare, placche pleuriche e asbestosi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna

per un caso di asbestosi, dichiarando altresì inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna per asbestosi; alcune parti civili hanno impugnato l'assoluzione per altre patologie. In data 24 novembre 2021 la Corte di Cassazione ha annullato, senza rinvio, la sentenza impugnata nei confronti di un imputato per estinzione del reato, ha annullato senza rinvio agli effetti penali la sentenza di condanna impugnata per il reato di lesioni colpose in relazione al caso di asbestosi perché estinto per prescrizione, rigettando i ricorsi della difesa Eni agli effetti civili ed ha, infine, rigettato i ricorsi delle parti civili. Pertanto, penalmente il procedimento è chiuso ma potranno essere avviati eventuali successivi conteziosi agli effetti civili.

vii) **Raffineri di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è in corso nella fase dibattimentale.

viii) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017.
All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna e si è in attesa di fissazione del giudizio di secondo grado.

ix) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA**. A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento

di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, omicidio e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

x) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, dagli Enti competenti, ai quali successivamente, è stato trasmesso il documento di Analisi di Rischio. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza.
Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno a quasi tutti i privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.
Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.
Nel mese di aprile 2019 sono state disposte nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.
Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca sottoposto a misura cautelare, dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. custodiale, accolto dal GIP. Il giudizio immediato successivamente è stato sospeso al fine di consentire la prosecuzione delle attività di ripristino ambientale dei luoghi. Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, con istaurazione del giudizio all'udienza del 27 giugno 2022, qualificando l'imputazione

nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato, non aderendo alla qualificazione giuridica richiesta dal Pubblico Ministero ai sensi della nuova fattispecie di disastro ambientale.

xi) **Raffineri di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.Lgs. 231/01. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso davanti al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.

xii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi. Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto. Nel marzo 2021 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già formulate in precedenza.

xiii) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un supply vessel si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine inizialmente contro ignoti disponendo accertamenti tecnici su tutte le parti della gru, immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché Eni quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e di due dipendenti della società contrattista proprietaria dell'imbarcazione. Nel maggio 2021 la Procura di Ancona ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari e, a seguito di successiva formulazione della richiesta di rinvio a giudizio, è stata fissata udienza preliminare per il giorno 27 giugno 2022.

xiv) **Raffineri di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento).
L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede della Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017

- 20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind SpA, TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS, con successivo dissequestro appena conclusi gli accertamenti. In data 11 ottobre 2021 è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo emesso dal Giudice per le Indagini Preliminari di Gela, su richiesta della Procura della Repubblica, con riferimento agli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (pozzi di emungimento della falda e impianto di trattamento TAF) gestiti oggi da Eni Rewind nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un amministratore giudiziario incaricato della relativa gestione. Le società Eni stanno collaborando con l'amministrazione giudiziaria per la prosecuzione delle attività di bonifica e per fornire un quadro chiaro circa la correttezza del proprio operato.

xv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** La Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché le predette società Versalis, Eni Rewind ed Edison ai sensi della responsabilità amministrativa ex D.Lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, a seconda di alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. La Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono state citate in giudizio quali responsabili civili. L'udienza preliminare è in corso di svolgimento.

xvi) **Versalis SpA. Stabilimento di Brindisi torce di stabilimento ed emissioni odorigene – Procedimento penale n. 6580/18 R.G. Mod. 44 contro ignoti.** In data 18 maggio 2018 il direttore dello stabilimento Versalis di Brindisi e altri due dipendenti sono stati convocati dai carabinieri del Noe al fine di rendere sommarie informazioni testimoniali in merito a due upset occorsi nel mese di aprile 2018 e che hanno comportato l'attivazione del sistema torce di stabilimento. La Società ha collaborato con l'Autorità giudiziaria per fornire le informazioni utili ad escludere che tali eventi possano aver avuto un impatto negativo e significativo sulla qualità dell'aria. Peraltro, la Società sta proseguendo con le attività di analisi sui dati disponibili nonché portando avanti alcuni progetti importanti per la minimizzazione di qualsiasi effetto pregiudizievole, anche solo visivo, del fenomeno del flaring con la realizzazione di un nuovo impianto della torcia a terra.
Alla fine del mese di maggio 2020 in concomitanza di una fermata programmata dello stabilimento Versalis, sono state rilevate delle concentrazioni anomale di benzene e toluene poste alla base di un'ordinanza con la quale il Sindaco di Brindisi ha disposto la fermata dell'impianto cracking. L'ordinanza è stata emessa senza che vi siano stati degli accertamenti tecnici sulla reale correlazione tra i picchi rilevati e le attività in corso presso lo stabilimento. Dopo una fitta interlocuzione con le autorità competenti, l'ordinanza è stata revocata. Pur tuttavia, la Procura della Repubblica ha acquisito informazioni e documenti, anche prodotti dalla stessa società, sul tema posto alla base della predetta ordinanza sindacale al fine di verificare, anche sotto il profilo penale, eventuali nessi e responsabilità. La Società ha fornito a tutte le Autorità locali competenti, compresa la Procura della Repubblica, tutte le informazioni e dati utili alla corretta ricostruzione dei fatti. In seguito, nell'ambito del procedimento penale, sono stati iscritti quali soggetti indagati i due direttori pro tempore dello stabilimento ed il responsabile operation per i reati di cui agli artt. 29-quattuordecies D.Lgs. 152/06 e 674 c.p. Il procedimento è pendente in fase di indagine preliminare.

xvii) **Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare tutta una serie di misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito.

La Procura di Civitavecchia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale in relazione alla presunta non corretta gestione della barriera idraulica posta a presidio del sito e finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza della falda contaminata, nell'ambito del procedimento di bonifica in corso. Tale circostanza sarebbe stata segnalata dai funzionari dell'Arpa locale, ai quali nel corso degli anni è stato più volte fornito riscontro tecnico. Eni risulta indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il PM ha formulato richiesta di rinvio a giudizio. All'udienza preliminare è stato rilevato un vizio procedurale e gli atti sono stati nuovamente trasmessi alla Procura della Repubblica. All'esito della rinnovata udienza preliminare del 10 febbraio 2022, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio delle persone fisiche con instaurazione del giudizio all'udienza del 26 giugno 2023 ed ha dichiarato la nullità per vizio di notifica della richiesta di rinvio a giudizio per le persone giuridiche, restituendo gli atti al Pubblico Ministero per il suo rinnovo.

xviii) **Eni SpA R&M Raffineri di Livorno – Procedimento penale infortunio sul lavoro.** In data 20 ottobre 2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito di un procedimento penale pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed inseguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs 231/2001.
La Polizia Giudiziaria, delegata dalla locale Procura della Repubblica ha avanzato richieste di esibizione documentale al fine di acquisire gli elementi utili a valutare se la società abbia adottato o meno un modello 231 idoneo con le relative procedure e sistemi di gestione e organizzazione rispetto alla prevenzione del reato ipotizzato.
La società ha raccolto la documentazione richiesta che è stata fornita tempestivamente. Nel settembre 2021 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari. In seguito, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio con prima udienza fissata per il giorno 8 settembre 2022.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

i) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni, fondando la sua richiesta su un asserito avvenuto accertamento della responsabilità proprio sulla base del provvedimento TAR del 2012. Nel giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un "Tavolo Tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta" all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo. Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019 ferma restando la necessità che gli enti procedano alla corretta individuazione del soggetto responsabile della contaminazione rilevata. Parallelamente la società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice dell'ambiente, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica. Nel settembre 2020 la società ha preso parte alla Conferenza di Servizi Istruttoria convocata dal Ministero dell'Ambiente sugli esiti degli approfondimenti tecnici svolti da CNR/ISPRA ed ha esposto, assieme ai propri consulenti, gli approfondimenti sullo stato ambientale della Rada e le proprie osservazioni alla Relazione

ISPRA-CNR che porterebbero ad escludere qualunque coinvolgimento delle aziende del Gruppo nella contaminazione rilevata. In data 23 settembre 2020 la società ha preso parte alla CdS istruttoria con il MATTM e gli enti competenti, ed ha esposto, assieme ai consulenti tecnici incaricati, importanti approfondimenti sulla tematica dello stato ambientale della Rada di Augusta. In gennaio 2021, la Società, ricevuta comunicazione della indizione della seconda riunione della CdS istruttoria di pari oggetto alla prima fissata per il giorno 10 febbraio 2021, ha formulato richiesta di prendere parte anche ai lavori di tale seconda riunione e di poter visionare i documenti tecnici che sarebbero stati oggetto di trattazione. Tuttavia, in febbraio 2021, la Direzione Generale per il Risanamento Ambientale del Ministero ha ritenuto l'istanza non accoglibile. A seguito di conferenza decisoria, ad aprile 2021, il Ministero ha ritenuto di poter intervenire nel procedimento volto ad individuare le eventuali attività di bonifica da porre in essere nell'area in danno delle coinsediate, sulla base di presupposti discutibili, quali la presunta inottemperanza delle aziende all'atto di diffida e messa in mora del 7 settembre 2017. La società ha presentato ricorso e ha sollecitato il Libero Consorzio Comunale di Siracusa (LCCS) ad avviare l'iter di individuazione del soggetto responsabile dell'inquinamento. Sono in corso interlocuzioni con il Ministero e l'LCCS per sollecitare la risposta a tale istanza.

ii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineri di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello ed era stata fissata udienza per il 17 marzo 2022, differita poi dal Tribunale di Gela al 20 aprile 2022.

iii) **Eni Rewind SpA – Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è pendente in primo grado un procedimento presso il Tribunale di Genova attivato dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind affinché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata sulla censura di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata. Tra il 2014 e il 2021, la società Eni e il Ministero dell'Ambiente hanno cercato di definire una chiusura transattiva del procedimento, senza però giungere a un accordo definitivo. Il Giudice del procedimento ha riavviato l'iter processuale con il deposito il 30 dicembre 2021 della consulenza tecnica definitiva dal CTU nominato. Tale consulenza risulta particolarmente positiva per Eni Rewind in quanto pone in luce la storicità della contaminazione, fissando la baseline al 1989/1990 (data di conferimento Enimont) e ritenendo non vi sia stato deterioramento successivo. La perizia, tra l'altro, evidenzia l'inerzia del Ministero rispetto alle proposte transattive avanzate dalla società e che avrebbero apportato benefici sul territorio. All'udienza del 24 febbraio 2022, a seguito di richiesta di deposito di documentazione sopravvenuta da parte attrice, il giudice ha disposto l'ammissione di una parte della documentazione ed ha trattenuto la causa in decisione concedendo alle parti 60 giorni per il deposito delle memorie conclusionali e 20 giorni per le note di replica.
Il 3 luglio 2020 si è conclusa, con dichiarazione del Ministro dell'Ambiente, la parallela procedura di infrazione comunitaria sull'area A1 (avviata volontariamente dalla società e su richiesta del Ministero dell'Ambiente) di c.d. VIA Postuma, riguardante la mancata sottoposizione a VIA delle bonifiche nel sito industriale di Cengio. La posizione aziendale circa l'adeguatezza delle misure di intervento ambientale adottate si è pertanto ulteriormente consolidata. A mar-

zo 2021 la Commissione di Collaudo ha altresì rilasciato certificato di collaudo delle opere realizzate sui suoli, con ciò ulteriormente rafforzando l'idoneità ripristinatoria delle misure realizzate dalla società. Nell'ambito della vicenda riguardante gli interventi ambientali sul SIN di Cengio, in data 10 agosto 2021, la società ha promosso ricorso straordinario al Presidente della Repubblica avverso la nota MITE del 12 aprile 2021 per l'annullamento della parte in cui è stato richiesto alla società di avviare un nuovo procedimento di bonifica al fine di ricostruire, alla luce di una presunta contaminazione, il modello concettuale e i conseguenti interventi atti al suo contenimento/eliminazione, nonché avverso il parere di ISPRA-ARPA Liguria riferito all'analisi di rischio sanitario per una porzione del sito.

iv) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.
In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Nel corso dell'ultima udienza del 19 febbraio 2021 il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 30 giugno 2023.

v) **Eni SpA – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc.) e diverse altre compagnie, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico.
Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. Nel 2019, la Corte Federale ha rinviato i casi alle Corti Statali. I convenuti hanno quindi presentato appello alla Ninth Circuit Court of Appeals ("Ninth Circuit Court"), impugnando il provvedimento di rinvio. Tutti i procedimenti sono stati sospesi nelle more del giudizio d'appello davanti alla Ninth Circuit Court. Il 26 maggio 2020, la Ninth Circuit Court ha stabilito il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc. ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing en banc* per chiedere una revisione della decisione di rinvio alla Ninth Circuit Court.
La Ninth Circuit Court ha rigettato la *petition for rehearing en banc* ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino a gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una c.d. *petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti al fine di ottenere la revisione della decisione di rigetto della *petition* for rehearing en banc. A gennaio 2021 i convenuti hanno, quindi, depositato la suddetta petition for certiorari alla Corte Suprema degli Stati Uniti. Quest'ultima, in accoglimento della petition, ha disposto che la Ninth Circuit Court riconsideri la questione della competenza giurisdizionale valutando tutte le argomentazioni giuridiche a favore della competenza federale.
A giugno 2021, i convenuti hanno presentato alla Ninth Circuit Court una mozione ("Consent Motion") che illustra argomenti a favore della competenza federale aggiuntivi rispetto alle difese iniziali.
A inizio luglio 2021, la Consent Motion è stata rigettata. Nelle more della decisione della Ninth Circuit Court – che è attesa entro un anno e che, come indicato dalla Corte Suprema, dovrà in ogni caso prendere in considerazione tutte le potenziali basi giuridiche della competenza federale – i procedimenti rimangono sospesi.

vi) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società).

In una prima fase del procedimento amministrativo non vi sono stati riferimenti alla società Enichem Synthesis (ha riguardato solo il suo ex dipendente) e, d'intesa con le funzioni societarie competenti, si è quindi concentrata l'assistenza legale e la strategia difensiva supportando la persona fisica coinvolta. Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI. Sulla base di ciò, a febbraio 2020, la Provincia ha esteso il procedimento anche a Eni Rewind la quale con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni – formali e sostanziali – che deponevano per la pronta archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti.

Tuttavia, in data 5 ottobre 2020 la Provincia ha notificato una diffida ex art. 244 del codice dell'ambiente con cui avrebbe individuato Eni Rewind quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti) e ha notificato una diffida a partecipare alle attività di bonifica sul sito, inclusa la partecipazione alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che sarebbero stati indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito. Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta partecipando a tali incontri, sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici. Per l'esecuzione di tali interventi è stato accantonato un fondo rischi.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

i) **OPL 245 Nigeria**. Si è concluso presso il Tribunale di Milano in primo grado un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla c.d. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria. Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e l'allora Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto.

I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.
Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.
All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. In esito alla discussione delle parti, a fronte della richiesta di condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e società, all'udienza del 17 marzo 2021 è stata pronunciata sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati. Nel giugno 2021 la Corte d'Appello di Milano ha, altresì, assolto con la medesima formula assolutoria i due soggetti terzi rispetto ad Eni che avevano optato per il rito abbreviato ed erano stati condannati in primo grado. Questa decisone è diventata definitiva. Il successivo 29 luglio il Pubblico Ministero presso la Procura della Repubblica di Milano e la parte civile, Governo della Nigeria, hanno presentato ricorso in Appello. L'udienza è stata fissata per il 19 luglio 2022.
Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo nigeriano.
Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le Corti Inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in 1,092 MUSD o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'asset di 3,5 BUSD. La quota di interessenza di Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni. In data 22 maggio 2020, il Giudice ha accolto l'eccezione presentata da Eni e ha declinato la propria giurisdizione sul caso, avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento a Milano secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) No 1215/2012. Il Giudice ha anche negato al Governo nigeriano il permesso di appellare la decisione. Analogamente la Corte d'Appello ha respinto la domanda del Governo nigeriano di ricorrere contro la decisione rendendo così la stessa definitiva. Il 20 gennaio 2020 alla consociata NAE è stato notificato l'avvio di un nuovo procedimento penale davanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, inizialmente previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19 ed è ripreso all'inizio del 2021.

ii) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013-2014-2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle

modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.
Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio, nel settembre e dicembre 2019 sono state notificate a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità giudiziaria.
Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "Omessa comunicazione del conflitto d'interessi" ex 2629 bis del Codice civile, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali in particolare Eni Congo SA da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA. Successivamente in data 15 giugno 2020 la società è stata informata che è stata richiesta una proroga delle indagini relativamente a tale ipotesi fino al 21 dicembre 2020.
Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anticorruzione affinché, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine, il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel luglio 2020 integra le conclusioni raggiunte dal primo, in particolare con riferimento alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni quanto meno, a partire dal 2009 sino al 2012; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve; (iii) assenza di evidenza del fatto che l'attività delle persone coinvolte sia stata svolta nell'interesse di Eni.
In data 9 settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio a seguito di presentazione da parte della Procura di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli artt. 45 e ss. del D.Lgs. 231/2001, relativamente ad alcuni campi petroliferi in Congo. In particolare, in via principale viene richiesta l'interdizione dallo sfruttamento dei campi Djambala II, Foukanda II, Mwafi II, Kitina II, Marine VI Bis, Loango, Zatchi da parte di Eni per 2 anni ed in subordine viene richiesta la nomina di un commissario giudiziale deputato alla gestione dei summenzionati campi petroliferi. Il Giudice per le Indagini Preliminari, nel decreto di fissazione dell'udienza per il 21 settembre 2020, dà atto che la sanzione amministrativa si sarebbe prescritta il 14 luglio 2020, considerato che i Pubblici Ministeri datano la commissione degli asseriti reati "fino al 14 luglio 2015", ma che nel caso di specie il termine di prescrizione dei cinque anni sarebbe stato sospeso dalla recente legislazione anti-COVID fino al 16 settembre 2020. Il Giudice dava, altresì, atto della pendenza presso la Corte costituzionale, questione di legittimità costituzionale della legislazione anti-covid suindicata, con particolare riferimento al principio di irretroattività di una norma di sfavore (ex art. 25 comma 2 Cost.). Pertanto, l'udienza inizialmente fissata per il 21 settembre 2020, è stata dapprima rinviata al 10 dicembre 2020 in attesa della pronuncia della Corte costituzionale e, successivamente una volta che la

Corte si è pronunciata per la costituzionalità della norma, è stata rinviata al 17 febbraio 2021 anche per attendere il deposito delle motivazioni della sentenza. L'udienza del 17 febbraio 2021 è stata rinviata al 25 marzo 2021, poiché, a seguito della riqualificazione del reato operata dalla Pubblica Accusa, da corruzione internazionale a induzione indebita a dare o promettere utilità, si è definita una ipotesi di applicazione della pena su richiesta delle parti (ex art. 444 c.p.p.). In data 15 marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato il conferimento di procura speciale in favore dei difensori di Eni SpA, responsabile amministrativo, per proporre istanza di applicazione di pena su richiesta delle parti. L'importo della sanzione complessivamente concordata con la Procura è pari a €11,8 milioni.
All'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le Indagini Preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata e la Procura ha, inoltre, revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA.

3. Altri procedimenti in materia penale

i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.
I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n. 7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.
Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti i depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale – per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise – e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining & Marketing della società.
Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquito con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.
Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalvetti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stato contestato in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.
Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni – oggetto di un procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la

richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo. Anche per tale imputazione a seguito di udienza preliminare è stata conseguita nel dicembre 2019 sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati. Nel corso del 2019 anche in relazione alle pendenze fiscali si è addivenuti ad una definizione ed Eni ha effettuato i pagamenti per le maggiori accise ed altre imposte per cui non è stato possibile ricostruire la relativa giustificazione.
Per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), nel corso del 2019 è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare davanti al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati.
Dal 2020 è pendente il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. È in corso il dibattimento con esame testimoniali e consulenti tecnici.

ii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno dell'Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.
A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.
Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché tramessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.
Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio 2020. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta erano i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.
Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).
Oggetto delle predette richieste di documentazione erano in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, an-

che per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni a Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.
Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, vi è stata la richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001 fino al maggio 2020. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale.
A seguito delle richieste di riesame del predetto decreto, il materiale depositato dalla Procura è stato reso disponibile alla società che ne ha chiesto l'esame al consulente già autore della relazione del 12 settembre 2018.
Successivamente nel giugno, luglio e settembre 2020 la Procura di Milano ha notificato ad Eni ulteriori diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. aventi ad oggetto, in particolare, gli esiti delle verifiche svolte dall'internal audit a seguito di una segnalazione anonima relativa ad un evento di ospitalità del 2017, alcuni chiarimenti in merito alla gestione di una fattura emessa da uno studio legale esterno, il report dell'internal audit sui rapporti economici con una controparte commerciale, evidenze di impegni lavorativi del Chief Services & Stakeholder Relations Officer relativi ad alcune date temporali del 2014 e del 2016 e la documentazione inerente il licenziamento di un ex dipendente di Eni. Tutta la documentazione richiesta è stata nel tempo prodotta all'Autorità giudiziaria.
In data 9 novembre 2020 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente tecnico, alle operazioni tecniche programmate di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni.
In relazione a quanto precedentemente richiesto dall'AG nel luglio 2020 e ad integrazione delle informazioni già prodotte, nel periodo gennaio-marzo 2021 è stata consegnata nel tempo tutta la ulteriore documentazione riguardante un contenzioso in essere con una controparte commerciale.
In data 10 dicembre 2021 si è avuta notizia della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di dodici persone fisiche e cinque società. Eni SpA, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed il Responsabile della Security di Eni SpA non compaiono nell'atto, funzionale ad una richiesta di rinvio a giudizio, risultando quindi estranei alle contestazioni. Viceversa, ad un ex dirigente Eni licenziato già nel 2013 e ad un ex legale esterno Eni, in concorso con altri, viene contestato di avere calunniato l'Amministratore Delegato ed il Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni.
Per quanto riguarda le società, ETS è indagata con riferimento all'illecito amministrativo di cui agli artt. 5, comma 1, lett. a), 25 octies, D.Lgs. 231/01 in relazione all'art. 377 bis c.p. per cui è indagato l'allora dirigente apicale. ETS è già stata posta in liquidazione volontaria con delibera del CDA di Eni di luglio 2020 ed efficacia dal 1° gennaio 2021.

4. Contenziosi fiscal

i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle Finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle Finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base

all'interpretazione della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle Finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato dell'Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue.
Il D.L. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

i) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Procedimento promosso nel 2011 dalla Procura di Sassari per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione nei confronti dell'allora direttore di stabilimento Eni Rewind SpA di Porto Torres e successivamente nei confronti delle società Eni Rewind SpA e Versalis SpA quali presunti responsabili civili. Il procedimento si è concluso con sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione, passata in giudicato.

ii) **Eni Rewind SpA – Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Eni Rewind chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Eni Rewind al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che: (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Eni Rewind per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Eni Rewind con MNR (Monitoraggio del Natural Recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello e la Società si è costituita in giudizio. Con sentenza n. 18811 depositata in data 2 luglio 2021 la Corte di Cassazione ha statuito definitivamente sul contenzioso di danno ambientale del Sito di Pieve Vergonte respingendo il ricorso presentato dal Ministero dell'Ambiente e confermando le motivazioni della Corte di Appello. In particolare, la Cassazione ha confermato la bontà delle posizioni difensive presentate dall'azienda in termini di ripristino anche naturale e compensazione per il risarcimento del danno ambientale.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Pro-

duction Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (c.d. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2021, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 17,74 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 5,34 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 12,40 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

29 RICAVI

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Totale
2021						
Ricavi della gestione caratteristica	**8.846**	**16.973**	**40.051**	**10.517**	**188**	**76.575**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.573		14.710			18.283
- Vendita prodotti petroliferi	885		18.739			19.624
- Vendita gas naturale e GNL	4.122	16.608	34	3.245		24.009
- Vendita prodotti petrolchimici			5.652		7	5.659
- Vendita altri prodotti	40	6	132	5.316	1	5.495
- Servizi	226	359	784	1.956	180	3.505
	8.846	**16.973**	**40.051**	**10.517**	**188**	**76.575**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	8.506	16.823	39.836	10.517	72	75.754
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	340	150	215		116	821
2020						
Ricavi della gestione caratteristica	**6.359**	**5.362**	**24.937**	**7.135**	**194**	**43.987**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.969		9.024			10.993
- Vendita prodotti petroliferi	517		11.852			12.369
- Vendita gas naturale e GNL	3.505	5.000	20	2.741		11.266
- Vendita prodotti petrolchimici			3.277		19	3.296
- Vendita altri prodotti	113	(2)	36	2.366	2	2.515
- Servizi	255	364	728	2.028	173	3.548
	6.359	**5.362**	**24.937**	**7.135**	**194**	**43.987**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.896	5.239	24.639	7.135	78	42.987
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	463	123	298		116	1.000
2019						
Ricavi della gestione caratteristica	**10.499**	**9.230**	**41.976**	**7.972**	**204**	**69.881**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.505		17.361			20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189		19.615			20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	8.881	214	3.373		17.922
- Vendita prodotti petrolchimici			4.088		22	4.110
- Vendita altri prodotti	68		16	2.503	6	2.593
- Servizi	283	349	682	2.096	176	3.586
	10.499	**9.230**	**41.976**	**7.972**	**204**	**69.881**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	9.117	41.727	7.972	86	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249		118	1.033

(€ milioni)	2021	2020	2019
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	658	818	747
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	30		10

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	107	10	152
Altri proventi	1.089	950	1.008
	1.196	**960**	**1.160**

Gli altri proventi comprendono €281 milioni (€357 milioni e €368 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate dall'Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

30 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	41.174	21.432	36.272
Costi per servizi	10.646	9.710	11.589
Costi per godimento di beni di terzi	1.233	876	1.478
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	707	349	858
Altri oneri	1.983	1.317	879
	55.743	**33.684**	**51.076**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(185)	(128)	(197)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(5)	(5)
	55.549	**33.551**	**50.874**

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €194 milioni (€196 milioni e €275 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).
I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €177 milioni (€157 milioni e €194 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €946 milioni (€673 milioni e €1.183 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €279 milioni (utilizzo netto di €15 milioni e accantonamento netto €329 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €162 milioni (accantonamenti netti di €76 milioni e di €60 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.
Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2021	2020	2019
Salari e stipendi	2.182	2.193	2.417
Oneri sociali	455	458	449
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	165	102	85
Altri costi	204	239	213
	3.006	**2.992**	**3.164**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(111)	(118)	(152)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(7)	(11)	(16)
	2.888	**2.863**	**2.996**

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €94 milioni (€105 milioni e €45 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019) e oneri per programmi a contributi definiti per €97 milioni (€96 milioni e €99 milioni rispettivamente nel 2020 e nel 2019).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.
I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2021		2020		2019	
(numero)	**Controllate**	**Joint operation**	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	966	18	993	17	1.014	16
Quadri	9.143	78	9.280	73	9.267	77
Impiegati	15.747	380	15.995	349	15.945	361
Operai	5.476	284	4.780	287	4.910	287
	31.332	**760**	**31.048**	**726**	**31.136**	**741**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.
Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche.
I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro rata temporis lungo il vesting period.
Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, con-

frontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group")[29] rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento[30]; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.
Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale ($/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico-finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity ($tCO_2eq./kboe$), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.
In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.
Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (ii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (iii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione.
La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (tra €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; tra €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714 per l'attribuzione 2019), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (tra 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021, tra 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 e 6,1% per l'attribuzione 2019 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (tra 44% e 45% per l'attribuzione 2021; tra 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (c.d. lock-up period).
I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €16 milioni (€7 milioni e €9 milioni rispettivamente nel 2020 e 2019) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità

(29) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.
(30) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una c.d. market condition.

strategica (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Salari e stipendi	29	30	28
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	2	2
Altri benefici a lungo termine	15	12	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		21	12
	47	**65**	**54**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €10,13 milioni, €7,54 milioni e €9,2 milioni rispettivamente per gli esercizi 2021, 2020 e 2019. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,550 milioni, €0,571 milioni e €0,613 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2021, 2020 e 2019.
I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

31 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.723	3.531	3.087
Oneri finanziari	(4.216)	(4.958)	(4.079)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	31	127
Strumenti finanziari derivati	(306)	351	(14)
	(788)	**(1.045)**	**(879)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(475)	(517)	(618)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	31	127
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(94)	(102)	(122)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(304)	(347)	(378)
- Interessi attivi verso banche	4	10	21
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	9	12	8
	(849)	**(913)**	**(962)**
Differenze attive (passive) di cambio	**476**	**(460)**	**250**
Strumenti finanziari deri ati	**(306)**	**351**	**(14)**
Altri proventi (oneri) finanziar			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	67	97	112
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	68	73	93
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(144)	(190)	(255)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(100)	(3)	(103)
	(109)	**(23)**	**(153)**
	(788)	**(1.045)**	**(879)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing. Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

32 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2021	2020	2019
Dividendi	230	150	247
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	1		19
Altri proventi (oneri) netti	(8)	(75)	15
	223	**75**	**281**

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €144 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €54 milioni (rispettivamente €113 milioni e €28 milioni nel 2020 e €186 milioni e €46 milioni nel 2019).

33 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2021	2020	2019
Imposte correnti:			
-imprese italiane	439	199	347
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.609	1.517	4.729
-altre imprese estere	157	84	152
	4.205	**1.800**	**5.228**
Imposte differite e anticipate nette:			
-imprese italiane	(45)	672	599
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	552	73	(172)
-altre imprese estere	133	105	(64)
	640	**850**	**363**
	4.845	**2.650**	**5.591**

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €214 milioni e l'effetto applicazione dell'addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 per €97 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2020 e nel 2019) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Utile (perdita) ante imposte	**10.685**	**(5.978)**	**5.746**
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	**2.564**	**(1.435)**	**1.379**
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	2.301	1.980	2.934
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	180	97	9
- effetto Irap delle società italiane	140	107	25
- effetto addizionale Ires Legge n. 7/2009 (Libyan Tax)	97		
- effetto imposte estere di società italiane	108	108	105
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	52	(30)	147
- effetto tassazione dividendi infragruppo	54	96	65
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(666)	1.785	938
- altre motivazioni	15	(58)	(11)
	2.281	**4.085**	**4.212**
Imposte effettive	**4.845**	**2.650**	**5.591**

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €2.040 milioni (rispettivamente, €1.777 milioni e €2.934 milioni nel 2020 e 2019).
Nel 2020 il Gruppo ha rilevato oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di €5.978 milioni. Questo è dovuto agli impatti della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività di Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali dell'esercizio.

34 UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2021 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017-2019 e 2020-2022.
Ai fini della determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito, l'utile (perdita) netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.
La determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2021	2020	2019
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		**3.565.973.883**	**3.572.549.651**	**3.592.249.603**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		7.598.593		2.251.406
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		**3.573.572.476**	**3.572.549.651**	**3.594.501.009**
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	**5.821**	**(8.635)**	**148**
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(95)		
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	**5.726**	**(8.635)**	**148**
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	1,61	(2,42)	0,04
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	1,60	(2,42)	0,04

35 INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ E PER AREA GEOGRAFICA

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.
La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO_2. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO_2.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Eni Rewind (Ambiente) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information dell'Eni al 31 dicembre 2021 è articolata nei seguenti reportable segment:
Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO_2.
Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.
Refining & Marketing e Chimica: attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.
Plenitude & Power: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO_2 e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.
Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.
Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Mar eting e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2021							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	21.742	20.843	40.374	11.187	1.698		
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.896)	(3.870)	(323)	(670)	(1.510)		
Ricavi da terzi	8.846	16.973	40.051	10.517	188		76.575
Risultato operativo	10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(221)	(139)	(137)	(1)	(186)	(23)	(707)
Ammortamenti	(5.976)	(174)	(512)	(286)	(148)	33	(7.063)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(194)	(28)	(1.342)	(132)	(27)		(1.723)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	1.438	2		112	4		1.556
Radiazioni	(384)		(2)	(1)			(387)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	8		(333)		(766)		(1.091)
Attività direttamente attribuibili[a]	61.753	10.022	13.326	8.343	1.439	(591)	94.292
Attività non direttamente attribuibili[b]							43.473
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.639	17	2.366	667	198		5.887
Passività direttamente attribuibili[a]	17.046	10.072	6.796	3.786	3.338	(49)	40.989
Passività non direttamente attribuibili[b]							52.257
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.861	19	728	443	187	(4)	5.234
2020							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	13.590	7.051	25.340	7.536	1.559		
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.231)	(1.689)	(403)	(401)	(1.365)		
Ricavi da terzi	6.359	5.362	24.937	7.135	194		43.987
Risultato operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(98)	(64)	(118)	2	(26)	(45)	(349)
Ammortamenti	(6.273)	(125)	(575)	(217)	(146)	32	(7.304)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(2.170)	(2)	(1.605)	(56)	(22)		(3.855)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	282		334	55	1		672
Radiazioni	(322)			(7)			(329)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(980)	(15)	(363)	6	(381)		(1.733)
Attività direttamente attribuibili[a]	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Attività non direttamente attribuibili[b]							30.044
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.680	259	2.605	217	988		6.749
Passività direttamente attribuibili[a]	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	32.405
Passività non direttamente attribuibili[b]							39.750
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.472	11	771	293	107	(10)	4.644
2019							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Ricavi da terzi	10.499	9.230	41.976	7.972	204		69.881
Risultato operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(97)	(234)	(276)	5	(307)	51	(858)
Ammortamenti	(7.060)	(124)	(620)	(190)	(144)	32	(8.106)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.347)		(1.127)	(83)	(13)		(2.570)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	130	5	205	41	1		382
Radiazioni	(292)		(6)	(1)	(1)		(300)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(21)	(63)	10	(21)		(88)
Attività direttamente attribuibili[a]	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili[b]							31.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.108	346	3.107	141	1.333		9.035
Passività direttamente attribuibili[a]	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili[b]							39.139
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.980	15	933	357	89	(14)	8.360

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.
(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2021								
Attività direttamente attribuibili[(a)]	23.718	6.902	6.114	5.718	17.483	33.499	858	94.292
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.333	199	202	659	1.203	1.604	34	5.234
2020								
Attività direttamente attribuibili[(a)]	17.228	4.159	3.174	4.485	16.360	33.341	857	79.604
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.198	152	119	441	1.267	1.443	24	4.644
2019								
Attività direttamente attribuibili[(a)]	19.346	7.237	1.151	5.230	17.898	40.021	912	91.795
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.402	306	9	1.017	1.685	3.886	55	8.360

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2021	2020	2019
Italia	29.968	14.717	23.312
Resto dell'Unione Europea	14.671	9.508	18.567
Resto dell'Europa	12.470	8.191	6.931
Americhe	4.420	2.426	3.842
Asia	7.891	4.182	8.102
Africa	7.040	4.842	8.998
Altre aree	115	121	129
	76.575	**43.987**	**69.881**

36 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

(c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;

(d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione (€ milioni)	31.12.2021 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2021 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	13	57			189	
Angola LNG Ltd					73	
Angola LNG Supply Services Llc			179			
Coral FLNG SA	17		1.260	43		
Gruppo Saipem	4	134	9	28	174	
Karachaganak Petroleum Operating BV	24	213			989	
Mellitah Oil & Gas BV	65	290		3	263	
Petrobel Belayim Petroleum Co	24	391		2	651	
Société Centrale Electrique du Congo SA	50			66		
Società Oleodotti Meridionali SpA	6	396		18	12	
Vår Energi AS	62	526	495	104	2.224	(409)
Altre(*)	137	53	2	95	234	
	402	**2.060**	**1.945**	**359**	**4.809**	**(409)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			179			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	124	1	1	13		
Altre	10	5	10	8	10	
	134	**6**	**190**	**21**	**10**	
	536	**2.066**	**2.135**	**380**	**4.819**	**(409)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	583	461		41	417	373
Gruppo Italgas	1	49		3	560	
Gruppo Snam	160	152		159	1.013	1
Gruppo Terna	51	85		203	309	4
GSE - Gestore Servizi Energetici	311	125		2.216	1.238	766
Altre(*)	10	33		20	60	
	1.116	**905**		**2.642**	**3.597**	**1.144**
Altri soggetti correlati		**2**			**33**	
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**170**	**79**		**30**	**222**	
Totale	**1.822**	**3.052**	**2.135**	**3.052**	**8.671**	**735**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2020 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	6	52			201	
Angola LNG Supply Services Llc			165			
Coral FLNG SA	6		1.079	49		
Gas Distibution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			52	
Gruppo Saipem	87	254	509	18	350	
Karachaganak Petroleum Operating BV	25	141			816	
Mellitah Oil & Gas BV	54	250		2	156	
Petrobel Belayim Petroleum Co	65	467			556	
Società Oleodotti Meridionali SpA	3	399		20	15	
Société Centrale Electrique du Congo SA	48			57		
Unión Fenosa Gas SA	11	4	57	9		(3)
Vår Energi AS	39	190	456	85	1.126	(118)
Altre(*)	72	24	1	66	167	
	416	**1.794**	**2.267**	**306**	**3.439**	**(121)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			165			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	112	1	1	11		
Altre	5	23	10	4	9	
	117	**24**	**176**	**15**	**9**	
	533	**1.818**	**2.443**	**321**	**3.448**	**(121)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	104	165		51	551	86
Gruppo Italgas	1	177		3	714	
Gruppo Snam	189	211		45	1.012	
Gruppo Terna	46	62		152	225	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	52	37		586	309	40
Altre(*)	8	49		20	63	
	400	**701**		**857**	**2.874**	**134**
Altri soggetti correlati	**1**	**4**		**2**	**53**	
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**87**	**52**		**19**	**262**	
Totale	**1.021**	**2.575**	**2.443**	**1.199**	**6.637**	**13**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2019 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	71			229	
Angola LNG Supply Services Llc			181			
Coral FLNG SA	15		1.168	71		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			53	
Gruppo Saipem	75	227	510	27	503	
Karachaganak Petroleum Operating BV	33	198		1	1.134	
Mellitah Oil & Gas BV	57	171		3	365	
Petrobel Belayim Petroleum Co	50	1.130		7	1.590	
Unión Fenosa Gas SA	8	1	57	1	6	63
Vår Energi AS	32	143	482	63	1.481	(64)
Altre(*)	106	29	1	112	87	
	379	**1.983**	**2.399**	**285**	**5.448**	**(1)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			180			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	101	1	3	14		
Altre	5	25	14	6	18	
	106	**26**	**197**	**20**	**18**	
	485	**2.009**	**2.596**	**305**	**5.466**	**(1)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	185	284		105	602	(8)
Gruppo Italgas	3	154		1	677	
Gruppo Snam	278	229		71	1.208	
Gruppo Terna	40	45		171	223	17
GSE - Gestore Servizi Energetici	26	24		549	468	11
Altre	10	19		12	35	
	542	**755**		**909**	**3.213**	**20**
Altri soggetti correlati	**2**	**3**		**5**	**37**	
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	**75**	**74**		**33**	**457**	
Totale	**1.104**	**2.841**	**2.596**	**1.252**	**9.173**	**19**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisto di GNL da Angola LNG Ltd;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €25 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €3 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

		31.12.2021			2021	
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti**	**Debiti**	**Garanzie**	**Proventi Finanziari**	**Oneri Finanziari**
Joint venture e imprese collegate						
Cardón IV SA		199	2		37	
Coral FLNG SA		383			4	1
Coral South FLNG DMCC				1.413	2	
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.008	72			
Altre(*)		70	43		35	43
		1.660	**117**	**1.413**	**78**	**44**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		38	34		1	1
		38	**34**		**1**	**1**
Imprese controllate dallo Stato						
Enel			109			
Altre		2	17			1
		2	**126**			**1**
Totale		**1.700**	**277**	**1.413**	**79**	**46**

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

		31.12.2020			2020	
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				228		
Cardón IV SA		383			57	
Coral FLNG SA		288			22	1
Coral South FLNG DMCC				1.304		
Gruppo Saipem		2	167			6
Société Centrale Electrique du Congo SA		83			7	
Altre		15	12	1	27	18
		771	**179**	**1.533**	**113**	**25**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		36	28		1	
		36	**28**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			11			1
			11			**1**
Totale		**807**	**218**	**1.533**	**114**	**26**

		31.12.2019			2019	
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				249		
Cardón IV SA		563	5		77	
Coral FLNG SA		253				2
Coral South FLNG DMCC				1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA		85				20
Altre		18	14	2	18	14
		919	**19**	**1.676**	**95**	**36**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		48	28		1	
		48	**28**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre		4	12			
		4	**12**			
Totale		**971**	**59**	**1.676**	**96**	**36**

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per marginazione su contratti derivati verso il gruppo Enel.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	31.12.2021			31.12.2020		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	4.308	55	1,28	254	41	16,14
Crediti commerciali e altri crediti	18.850	1.301	6,90	10.926	802	7,34
Altre attività correnti	13.634	492	3,61	2.686	145	5,40
Altre attività finanziarie non correnti	1.885	1.645	87,27	1.008	766	75,99
Altre attività non correnti	1.029	29	2,82	1.253	74	5,91
Passività finanziarie a breve termine	2.299	233	10,13	2.882	52	1,80
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.781	21	1,18	1.909		
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	948	17	1,79	849	54	6,36
Debiti commerciali e altri debiti	21.720	2.298	10,58	12.936	2.100	16,23
Altre passività correnti	15.756	339	2,15	4.872	452	9,28
Passività finanziarie a lungo termine	23.714	5	0,02	21.895		
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.389	1	0,02	4.169	112	2,69
Altre passività non correnti	2.246	415	18,48	1.877	23	1,23

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2021			2020			2019		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	76.575	3.000	3,92	43.987	1.164	2,65	69.881	1.248	1,79
Altri ricavi e proventi	1.196	52	4,35	960	35	3,65	1.160	4	0,34
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(55.549)	(8.644)	15,56	(33.551)	(6.595)	19,66	(50.874)	(9.173)	18,03
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(279)	(6)	2,15	(226)	(6)	2,65	(432)	28	..
Costo lavoro	(2.888)	(21)	0,73	(2.863)	(36)	1,26	(2.996)	(28)	0,93
Altri proventi (oneri) operativi	903	735	81,40	(766)	13	..	287	19	6,62
Proventi finanziari	3.723	79	2,12	3.531	114	3,23	3.087	96	3,11
Oneri finanziari	(4.216)	(46)	1,09	(4.958)	(26)	0,52	(4.079)	(36)	0,88

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2021	2020	2019
Ricavi e proventi	3.052	1.199	1.252
Costi e oneri	(7.814)	(5.789)	(6.869)
Altri proventi (oneri) operativi	735	13	19
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(342)	(136)	(839)
Interessi	38	73	81
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(4.331)**	**(4.640)**	**(6.356)**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(851)	(842)	(2.332)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(20)	(370)	(339)
Variazione crediti finanziari	(105)	(160)	(241)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(976)**	**(1.372)**	**(2.912)**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(13)	164	(817)
Flusso di cassa netto da attività di finanziament	**(13)**	**164**	**(817)**
Totale flussi finanziari erso entità correlate	**(5.320)**	**(5.848)**	**(10.085)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2021			2020			2019		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.861	(4.331)	..	4.822	(4.640)	..	12.392	(6.356)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(12.022)	(976)	8,12	(4.587)	(1.372)	29,91	(11.413)	(2.912)	25,51
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.039)	(13)	0,64	3.253	164	5,04	(5.841)	(817)	13,99

37 ALTRE INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI[31]

INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Nel 2021 e nel 2020 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.
Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2021 è di €82 milioni (€78 milioni al 31 dicembre 2020).

MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2021 e nel 2020 non si segnalano modifiche significative di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2021

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	Plenitude	20,00	20,00
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	Plenitude	20,00	20,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	30,54	31,20
Vår Energi AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,85	69,85
Joint operation					
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

(31) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2021 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021" che costituisce parte integrante delle presenti note.

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2021						
(€ milioni)	Cardon IV SA	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	Mozambique Rovuma Venture SpA	Saipem SpA	Vår Energi AS	Altre non rilevanti
Attività correnti	285	22	12	202	6.819	1.382	632
- di cui disponibilità liquide ed equiv alenti	*3*	*20*	*9*	*82*	*1.632*	*198*	*88*
Attività non correnti	1.947	1.935	1.306	3.810	4.723	16.589	714
Totale attività	**2.232**	**1.957**	**1.318**	**4.012**	**11.542**	**17.971**	**1.346**
Passività correnti	373	95	59	162	6.844	2.148	853
- di cui passività finanziarie cor enti	*4*			*4*	*1.256*	*390*	*296*
Passività non correnti	1.301	1.548	1.085	2.856	4.347	14.900	193
- di cui passività finanziarie non cor enti	*430*	*1.414*	*908*	*2.823*	*2.679*	*4.160*	*22*
Totale passività	**1.674**	**1.643**	**1.144**	**3.018**	**11.191**	**17.048**	**1.046**
Net equity	**558**	**314**	**174**	**994**	**351**	**923**	**300**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	20,00	20,00	35,71	31,20	69,85	
Valore di iscrizione della partecipazione	**279**	**246**	**238**	**355**	**137**	**645**	**157**
Ricavi e altri proventi	686				6.880	5.191	341
Costi operativi	(546)				(8.532)	(1.207)	(315)
Altri proventi (oneri) operativi					2	(51)	4
Ammortamenti e svalutazioni	(98)				(616)	(1.825)	(39)
Risultato operativo	**42**				**(2.266)**	**2.108**	**(9)**
Proventi (oneri) finanziari	(67)	(1)	(1)		(140)	(350)	(22)
Proventi (oneri) su partecipazioni					9		
Risultato ante imposte	**(25)**	**(1)**	**(1)**		**(2.397)**	**1.758**	**(31)**
Imposte sul reddito	(131)				(70)	(1.729)	(3)
Risultato netto	**(156)**	**(1)**	**(1)**		**(2.467)**	**29**	**(34)**
Altre componenti dell'utile complessivo	39	31	(9)		(117)	61	5
Totale utile (perdita) complessivo	**(117)**	**30**	**(10)**		**(2.584)**	**90**	**(29)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(78)**				**(752)**	**20**	**(97)**
Dividendi percepiti dalla joint venture						**561**	**25**

	2020					
(€ milioni)	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Vår Energi AS	Altre non rilevanti
Attività correnti	235	31	6.411	599	804	858
- di cui disponibilità liquide ed equiv alenti		*10*	*1.687*	*36*	*222*	*43*
Attività non correnti	2.040	344	4.831	717	16.042	924
Totale attività	**2.275**	**375**	**11.242**	**1.316**	**16.846**	**1.782**
Passività correnti	262	38	4.903	311	189	1.022
- di cui passività finanziarie cor enti		*11*	*609*	*99*	*33*	*90*
Passività non correnti	1.615	51	3.391	501	15.019	333
- di cui passività finanziarie non cor enti	*785*	*39*	*2.827*	*421*	*4.389*	*237*
Totale passività	**1.877**	**89**	**8.294**	**812**	**15.208**	**1.355**
Net equity	**398**	**286**	**2.948**	**504**	**1.638**	**427**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	49,00	31,08	50,00	69,85	
Valore di iscrizione della partecipazione	**199**	**140**	**908**	**242**	**1.144**	**188**
Ricavi e altri proventi	612	62	7.408	854	2.450	286
Costi operativi	(453)	(19)	(6.980)	(805)	(980)	(304)
Ammortamenti e svalutazioni	(95)	(16)	(1.273)	(108)	(3.425)	(85)
Risultato operativo	**64**	**27**	**(845)**	**(59)**	**(1.955)**	**(103)**
Proventi (oneri) finanziari	(98)	(1)	(166)	(29)	31	(21)
Proventi (oneri) su partecipazioni			37	3		
Risultato ante imposte	**(34)**	**26**	**(974)**	**(85)**	**(1.924)**	**(124)**
Imposte sul reddito	(58)	(6)	(143)	(2)	603	(4)
Risultato netto	**(92)**	**20**	**(1.117)**	**(87)**	**(1.321)**	**(128)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(35)		46	(33)	(273)	(25)
Totale utile (perdita) complessivo	**(127)**	**20**	**(1.071)**	**(120)**	**(1.594)**	**(153)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(46)**	**10**	**(354)**	**(68)**	**(918)**	**(93)**
Dividendi percepiti dalla joint venture		**9**	**3**		**274**	**10**

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2021			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	3.070	1.234	88	2.855
- di cui disponibilità liquide ed equiv alenti	*153*	*808*	*8*	*419*
Attività non correnti	16.936	9.736	6.320	4.842
Totale attività	**20.006**	**10.970**	**6.408**	**7.697**
Passività correnti	3.042	1.061	391	2.577
- di cui passività finanziarie cor enti		*122*	*1*	*139*
Passività non correnti	6.208	1.935	5.392	3.857
- di cui passività finanziarie non cor enti	*5.164*	*696*	*5.384*	*3.632*
Totale passività	**9.250**	**2.996**	**5.783**	**6.434**
Net equity	**10.756**	**7.974**	**625**	**1.263**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.151**	**1.084**	**156**	**393**
Ricavi e altri proventi	21.758	2.739		20.098
Costi operativi	(20.429)	(2.316)		(19.785)
Altri proventi (oneri) operativi				(117)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.054)	307		(40)
Risultato operativo	**(1.725)**	**730**		**156**
Proventi (oneri) finanziari	(85)	(61)		(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni				52
Risultato ante imposte	**(1.810)**	**669**		**203**
Imposte sul reddito				(16)
Risultato netto	**(1.810)**	**669**		**187**
Altre componenti dell'utile complessivo	892	623	46	74
Totale utile (perdita) complessivo	**(918)**	**1.292**	**46**	**261**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(362)**	**90**		**52**
Dividendi percepiti dalla collegata				**16**

	2020			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Re ning Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.391	618	133	623
- di cui disponibilità liquide ed equiv alenti	*97*	*428*	*83*	*303*
Attività non correnti	17.938	8.633	4.777	4.072
Totale attività	**19.329**	**9.251**	**4.910**	**4.695**
Passività correnti	4.897	424	172	656
- di cui passività finanziarie cor enti	*4.404*	*101*		*263*
Passività non correnti	2.757	1.187	4.186	3.068
- di cui passività finanziarie non cor enti	*456*	*999*	*4.186*	*2.928*
Totale passività	**7.654**	**1.611**	**4.358**	**3.724**
Net equity	**11.675**	**7.640**	**552**	**971**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.335**	**1.039**	**138**	**321**
Ricavi e altri proventi	11.933	976	1	954
Costi operativi	(12.370)	(548)		(917)
Ammortamenti e svalutazioni	(851)	(508)		(75)
Risultato operativo	**(1.288)**	**(80)**	**1**	**(38)**
Proventi (oneri) finanziari	(91)	(96)	(11)	(13)
Proventi (oneri) su partecipazioni				16
Risultato ante imposte	**(1.379)**	**(176)**	**(10)**	**(35)**
Imposte sul reddito	4		2	(9)
Risultato netto	**(1.375)**	**(176)**	**(8)**	**(44)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.101)	(710)	(48)	(60)
Totale utile (perdita) complessivo	**(2.476)**	**(886)**	**(56)**	**(104)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(275)**	**(24)**	**(2)**	**(26)**
Dividendi percepiti dalla collegata				**13**

38 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati[32]. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore[33] di joint venture non incorporate[34], costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash call).
In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.
Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[35].
L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2021, anche tramite una pluralità di atti.
Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(32) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.
(33) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.
(34) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.
(35) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)(*)	5.125.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.088.384
Eni Foundation	2.653.205
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Presidio Ospedaliero "Vittorio Emanuele" di Gela	393.255
WEF - World Economic Forum	279.408
Ministero della Salute dell'Angola (MINSA)	265.000
Fondazione Campagna Amica	200.000
The Halo Trust	169.084
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	149.755
Presidio Ospedaliero di Villa d'Agri "Ospedale San Pio da Pietrelcina"	114.660
Croce Rossa di Ancona, Pesaro, Chieti e Pubblica Assistenza città di Ravenna	92.250
Lebanese Armed Forces (LAF)	90.000
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	84.542
Atlantic Council	82.771
Famiglia di un dipendente scomparso	75.000
World Business Council for Sustainable Development	74.335
La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale	70.000
Council on Foreign Relations	62.331
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
Indian Red Cross Society (IRCS)	52.434
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	51.147
Bruegel	50.000
Cotec - Fondazione per l'innovazione tecnologica	50.000
IFRI - Institut français des relations internationales	50.000
Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)	42.082
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Center for Strategic and International Studies	29.349
Global Reporting Initiative	27.500
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	23.452
AMICAL	22.641
Associazione CILLA Liguria	21.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Scuola materna "Sacro Cuore e Maria Ausiliatrice"	20.000
Parrocchia San Domenico Savio - Gela	20.000
Parrocchia di San Giacomo Maggiore Apostolo - Caviaga	20.000
Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara	20.000
Voluntary Principles Association (VPA)	11.339
Harvard University	10.221
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Sport Insieme Livorno ONLUS	10.000
TDS - Toscana Disabili Sport ASD	10.000
Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro	10.000

(*)L'ammontare include anche il contributo relativo al protocollo tra Eni e la Regione Basilicata.

39 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2021, 2020 e 2019 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2021, 2020 e 2019 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Successivamente alla chiusura del bilancio, si evidenzia il provvedimento dell'amministrazione finanziaria italiana nell'ambito del pacchetto di misure adottate dal Governo per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, di introdurre per il 2022 un contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive realizzato nel semestre ottobre 2021-marzo 2022 rispetto al corrispondente periodo 2020-2021. In considerazione dell'iter di conversione legislativa ancora in corso, della necessità di provvedimenti attuativi e necessari chiarimenti interpretativi, nonché della indisponibilità di dati completi di comparazione, ad oggi non risulta possibile effettuare una stima attendibile degli impatti a livello di bilancio consolidato.
Non si segnalano ulteriori fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ad eccezione di quanto già illustrato nelle note precedenti e nella Relazione sulla gestione.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.644	6.953	16.218	21.125	43.947	12.606	12.947	16.407	1.413	150.260
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	322	492	34	2.306	11	1.518	878	193	5.774
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	308	22	1.552	248	1.342	121	38	21	12	3.664
Immobilizzazioni in corso	735	133	1.293	237	1.562	958	1.073	719	53	6.763
Costi capitalizzati lordi	**19.707**	**7.430**	**19.555**	**21.644**	**49.157**	**13.696**	**15.576**	**18.025**	**1.671**	**166.461**
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.506)	(6.194)	(14.244)	(14.209)	(36.317)	(3.514)	(10.443)	(13.874)	(902)	(115.203)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**4.201**	**1.236**	**5.311**	**7.435**	**12.840**	**10.182**	**5.133**	**4.151**	**769**	**51.258**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.483	128		1.517			1.987		15.115
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.235					12			2.247
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		36	8		3			7		54
Immobilizzazioni in corso		3.179	9		1.323			227		4.738
Costi capitalizzati lordi		**16.933**	**145**		**2.843**		**12**	**2.221**		**22.154**
Fondi ammortamento e svalutazione		(7.387)	(63)		(313)			(1.324)		(9.087)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a]		**9.546**	**82**		**2.530**		**12**	**897**		**13.067**
2020										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.456	6.465	14.596	19.081	39.848	11.278	10.662	14.567	1.359	136.312
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	311	454	33	2.163	10	1.411	896	179	5.477
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	300	20	1.424	216	1.226	109	34	20	11	3.360
Immobilizzazioni in corso	671	147	1.094	193	2.551	1.064	1.469	458	39	7.686
Costi capitalizzati lordi	**19.447**	**6.943**	**17.568**	**19.523**	**45.788**	**12.461**	**13.576**	**15.941**	**1.588**	**152.835**
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.565)	(5.597)	(12.793)	(12.161)	(32.248)	(2.839)	(9.003)	(12.612)	(805)	(103.623)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**3.882**	**1.346**	**4.775**	**7.362**	**13.540**	**9.622**	**4.573**	**3.329**	**783**	**49.212**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.466	68		1.384			1.833		14.751
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.131					11			2.142
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		23	8					6		37
Immobilizzazioni in corso		1.566	9		17			209		1.801
Costi capitalizzati lordi		**15.186**	**85**		**1.401**		**11**	**2.048**		**18.731**
Fondi ammortamento e svalutazione		(6.196)	(59)		(343)			(1.076)		(7.674)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a]		**8.990**	**26**		**1.058**		**11**	**972**		**11.057**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €767 milioni nel 2021 e €843 milioni nel 2020 per le società consolidate e per €360 milioni nel 2021 e €170 milioni nel 2020 per le società in joint venture e collegate.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								8		8
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			6					3		9
Costi di ricerca	16	96	33	57	136	3	188	83	1	613
Costi di sviluppo[a]	182		497	452	842	185	785	657	27	3.627
Totale costi sostenuti società consolidate	**198**	**96**	**536**	**509**	**978**	**188**	**973**	**751**	**28**	**4.257**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92								92
Costi di sviluppo[b]		936	59		4			2		1.001
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1.028**	**59**		**4**			**2**		**1.093**
2020										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			55	2						57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo[a]	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
Totale costi sostenuti società consolidate	**491**	**255**	**402**	**491**	**681**	**203**	**1.200**	**500**	**11**	**4.234**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo[b]		1.481	3		6			14		1.504
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1.528**	**3**		**6**			**14**		**1.551**
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo[a]	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	**1.118**	**292**	**985**	**1.684**	**2.165**	**496**	**1.454**	**1.226**	**82**	**9.502**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo[b]		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate[c]		**3.931**	**4**		**5**		**(1)**	**37**		**3.976**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €62 milioni nel 2021, per €516 milioni nel 2020 e per €2.069 milioni nel 2019.
(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €464 milioni nel 2021, costi per €424 milioni nel 2020 e costi per €838 milioni nel 2019.
(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.680	790	1.133		3.782	1.391	2.020	734	4	11.534
- vendite a terzi		36	2.602	3.637	930	704	380	351	108	8.748
Totale ricavi	**1.680**	**826**	**3.735**	**3.637**	**4.712**	**2.095**	**2.400**	**1.085**	**112**	**20.282**
Costi di produzione	(326)	(147)	(581)	(399)	(816)	(211)	(251)	(288)	(17)	(3.036)
Costi di trasporto	(4)	(35)	(45)	(10)	(20)	(150)	(5)	(11)		(280)
Imposte sulla produzione	(128)		(192)		(379)		(230)	(28)		(957)
Costi di ricerca	(16)	(72)	(27)	(47)	(238)	(1)	(135)	(21)	(1)	(558)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(31)	(196)	(357)	(990)	(1.468)	(431)	(665)	(243)	(69)	(4.450)
Altri (oneri) proventi	(395)	11	557	(310)	(330)	(120)	(173)	(132)	(2)	(894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**780**	**387**	**3.090**	**1.881**	**1.461**	**1.182**	**941**	**362**	**23**	**10.107**
Imposte sul risultato	(198)	(156)	(1.450)	(848)	(708)	(394)	(739)	(17)	(15)	(4.525)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**582**	**231**	**1.640**	**1.033**	**753**	**788**	**202**	**345**	**8**	**5.582**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.831								1.831
- vendite a terzi		1.756	12		365			367		2.500
Totale ricavi		**3.587**	**12**		**365**			**367**		**4.331**
Costi di produzione		(388)	(6)		(25)			(15)		(434)
Costi di trasporto		(140)	(1)		(12)					(153)
Imposte sulla produzione			(2)		(112)			(88)		(202)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(879)	(3)		42			(154)		(994)
Altri (oneri) proventi		(287)			(158)		(1)	(197)		(643)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**1.858**			**100**		**(1)**	**(87)**		**1.870**
Imposte sul risultato		(1.237)						(66)		(1.303)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**621**			**100**		**(1)**	**(153)**		**567**

(a) Include rivalutazioni nette per €1.263 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
Totale ricavi	**799**	**387**	**2.226**	**2.478**	**3.099**	**1.335**	**1.512**	**638**	**110**	**12.584**
Costi di produzione	(332)	(139)	(371)	(367)	(782)	(246)	(236)	(272)	(17)	(2.762)
Costi di trasporto	(4)	(30)	(39)	(11)	(21)	(164)	(4)	(12)		(285)
Imposte sulla produzione	(111)		(135)		(295)		(133)	(13)		(687)
Costi di ricerca	(19)	(14)	(124)	(56)	(77)	(3)	(104)	(112)	(1)	(510)
Ammortamenti e svalutazioni[(a)]	(1.149)	(252)	(1.158)	(848)	(2.187)	(454)	(1.070)	(678)	(65)	(7.861)
Altri (oneri) proventi	(255)	(45)	(360)	(204)	25	(153)	(90)	(71)	6	(1.147)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(1.071)**	**(93)**	**39**	**992**	**(238)**	**315**	**(125)**	**(520)**	**33**	**(668)**
Imposte sul risultato	219	69	(671)	(519)	(33)	(134)	(193)	86	(11)	(1.187)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**(852)**	**(24)**	**(632)**	**473**	**(271)**	**181**	**(318)**	**(434)**	**22**	**(1.855)**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi		782	10		131			307		1.230
Totale ricavi		**1.644**	**10**		**131**			**307**		**2.092**
Costi di produzione		(350)	(7)		(23)			(18)		(398)
Costi di trasporto		(161)	(1)		(11)					(173)
Imposte sulla produzione			(2)		(3)			(76)		(81)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.163)	(1)		(69)			(50)		(1.283)
Altri (oneri) proventi		(90)	(1)		(35)		(2)	(146)		(274)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(155)**	**(2)**		**(10)**		**(2)**	**17**		**(152)**
Imposte sul risultato		469	1					(29)		441
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**314**	**(1)**		**(10)**		**(2)**	**(12)**		**289**

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	**1.493**	**648**	**5.165**	**3.715**	**5.520**	**1.961**	**2.516**	**1.005**	**232**	**22.255**
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(392)**	**168**	**3.001**	**1.954**	**499**	**994**	**938**	**(14)**	**42**	**7.190**
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate[b]	**(244)**	**157**	**440**	**1.115**	**231**	**668**	**219**	**(19)**	**11**	**2.578**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		**1.757**	**15**		**207**			**315**		**2.294**
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**331**	**2**		**67**		**(3)**	**25**		**422**
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**152**			**67**		**(3)**	**(29)**		**187**

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay e che sono invece riportati nella segment Information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.
Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.
Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.
Nel 2021 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 69 $/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.
Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.
Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.
Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione. Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[36] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[37]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.
Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2021 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Societé Generale de Surveillance hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.
In particolare, nel 2021 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2021[38].
Nel triennio 2019-2021 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 93%[39] del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2021 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Belayim in Egitto e i campi dell'Area 1 in Messico.
Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 58%, 57% e il 57% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2021, 2020 e 2019. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 4% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2021, 2020 e 2019.
Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 4%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2021, 2020 e 2019; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 63.277 milioni di

(36) Dal 1991 al 2002 la Società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la Società Ryder Scott. Nel 2018 e nel 2021 ha fornito una certificazione indipendente anche la Societé Generale de Surveillance.
(37) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2021".
(38) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.
(39) La percentuale sale al 94% considerando le riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) certificate nel 2020 da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.

metri cubi nel 2021 (63.338 milioni e 66.024 milioni rispettivamente nel 2020 e 2019); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.
I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021 ammontano a 2.020 milioni di boe, di cui 990 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 155 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 775 milioni di barili di liquidi e 118 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	**2.005**
Promozioni	(232)
Nuove scoperte ed estensioni	62
Revisioni di precedenti stime	174
Miglioramenti da recupero assistito	11
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021	**2.020**

Nel 2021 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 15 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono diminuite di 168 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 183 milioni di boe).
Le principali variazioni sono riferite a:

i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-232 milioni di boe) a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Merakes in Indonesia (55 milioni di boe), al progetto LNG in Nigeria (45 milioni di boe), a Mizton in Messico (23 milioni di boe), Snorre in Norvegia (13 milioni di boe), Karachaganak in Kazakhstan (11 milioni di boe) e Zubair in Iraq (8 milioni di boe);
ii) nuove scoperte ed estensioni pari +62 milioni di boe, di cui 19 milioni di barili di olio e 6 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'incremento di 19 milioni di barili è relativo principalmente alla decisione d'investimento dei progetti New Gas Consortium in Angola (6 milioni di barili), di Cuica e Ndungu nel Blocco 15/06 in Angola (5 milioni di barili) e nel progetto Berkine North in Algeria (5 milioni di barili). L'incremento di 6 miliardi di metri cubi è relativo principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola;
iii) revisioni di precedenti stime (174 milioni di boe), di cui 9 milioni di barili di olio e 25 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive per 334 milioni di boe sono principalmente riferite a maggiori entitlements nell'area D in Libia (74 milioni di boe) e Val d'Agri in Italia (23 milioni di boe), nonché all'avanzamento dell'attività di sviluppo presso Zohr in Egitto (58 milioni di boe) e alla finalizzazione di accordi commerciali gas in Nigeria (30 milioni di boe). Le revisioni negative di 160 milioni di boe sono riferite principalmente a effetto prezzo relativi a Zubair in Iraq (-56 milioni di boe), all'Area 1 in Messico (-13 milioni di boe), a Coral in Mozambico (-13 milioni di boe), a Belayim in Egitto (-13 milioni di boe), all'effetto prezzo su Merakes in Indonesia (-11 milioni di boe);
iv) miglioramenti da recupero assistito (12 milioni di boe) riferiti principalmente al campo di Oooguruk negli Stati Uniti.

RISERVE CERTE DI PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
di cui: sviluppate	*146*	*31*	*243*	*172*	*469*	*716*	*297*	*143*	*1*	*2.218*
non sviluppate	*32*	*3*	*140*	*55*	*155*	*89*	*282*	*81*		*837*
Acquisizioni								1		1
Revisioni di precedenti stime	32	8	49	11	21	(58)	(74)	21		10
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		(1)	6	2	16					23
Produzione	(13)	(7)	(45)	(30)	(72)	(37)	(29)	(19)		(252)
Cessioni					(2)					(2)
Riserve al 31 dicembre 2021	**197**	**34**	**393**	**210**	**589**	**710**	**476**	**237**	**1**	**2.847**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
di cui: sviluppate		*176*	*12*		*15*			*30*		*233*
non sviluppate		*224*			*3*					*227*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		17	(2)		4			(23)		(4)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		2								2
Produzione		(41)	(1)		(1)			(1)		(44)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		**378**	**9**		**21**			**6**		**414**
Riserve al 31 dicembre 2021	**197**	**412**	**402**	**210**	**610**	**710**	**476**	**243**	**1**	**3.261**
Sviluppate	**146**	**209**	**234**	**164**	**444**	**641**	**262**	**170**	**1**	**2.271**
consolidate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
joint venture e collegate		175	9		9			6		199
Non sviluppate	**51**	**203**	**168**	**46**	**166**	**69**	**214**	**73**		**990**
consolidate	51		168	46	154	69	214	73		775
joint venture e collegate		203			12					215

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	*137*	*37*	*301*	*149*	*519*	*682*	*245*	*148*	*1*	*2.219*
non sviluppate	*57*	*4*	*167*	*115*	*175*	*64*	*246*	*77*		*905*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	**178**	**34**	**383**	**227**	**624**	**805**	**579**	**224**	**1**	**3.055**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		*219*	*12*		*7*			*31*		*269*
non sviluppate		*205*			*3*					*208*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		**400**	**12**		**18**			**30**		**460**
Riserve al 31 dicembre 2020	**178**	**434**	**395**	**227**	**642**	**805**	**579**	**254**	**1**	**3.515**
Sviluppate	**146**	**207**	**255**	**172**	**484**	**716**	**297**	**173**	**1**	**2.451**
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	**32**	**227**	**140**	**55**	**158**	**89**	**282**	**81**		**1.064**
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	*156*	*44*	*317*	*153*	*551*	*587*	*252*	*143*	*5*	*2.208*
non sviluppate	*52*	*4*	*176*	*126*	*167*	*117*	*224*	*109*		*975*
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni[(a)]					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**41**	**468**	**264**	**694**	**746**	**491**	**225**	**1**	**3.124**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		*154*	*11*		*8*			*32*		*205*
non sviluppate		*143*			*4*			*5*		*152*
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		**424**	**12**		**10**			**31**		**477**
Riserve al 31 dicembre 2019	**194**	**465**	**480**	**264**	**704**	**746**	**491**	**256**	**1**	**3.601**
Sviluppate	**137**	**256**	**313**	**149**	**526**	**682**	**245**	**179**	**1**	**2.488**
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
Non sviluppate	**57**	**209**	**167**	**115**	**178**	**64**	**246**	**77**		**1.113**
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) Include 0,6 Mboe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2019 al 2021 sono discusse di seguito.

SOCIETÀ CONSOLIDATE

Acquisizioni
Nel 2019 l'acquisto di riserve certe (29 milioni di barili) è relativo all'acquisizione del 100% del giacimento produttivo Oooguruk in Alaska.
Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.
Nel 2021 si registrano due acquisizioni (per complessivi 1 milioni di boe) nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.

Revisioni di precedenti stime
Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono pari a 203 milioni di barili e riguardano principalmente: (i) revisioni positive di 79 milioni di barili in Kazakshtan e riguardano l'avanzamento nelle attività di sviluppo dei giacimenti Kashagan e Karachaganak; (ii) revisioni positive di 37 milioni di barili in Africa Settentrionale riferite principalmente allo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria e minori contributi dallo sviluppo di progetti in Libia; (iii) revisioni positive di 46 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana e relative all'avanzamento delle attività di sviluppo di progetti in Nigeria e Angola; e (iv) revisioni positive di 45 milioni di barili nel Resto dell'Asia essenzialmente per effetto entitlement.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono pari a 184 milioni di barili. Le revisioni positive di 100 milioni di barili in Kazakhstan sono riferite principalmente a maggiori entitlements e all'avanzamento delle attività di sviluppo. Nel resto dell'Asia le revisioni positive di 114 milioni sono dovute a maggiori entitlements in Iraq (74 milioni di barili) e all'avanzamento di progetti quali la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (37 milioni di barili). Le revisioni positive di 10 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana sono dovute a maggiori entitlements in Nigeria (14 milioni di barili), Angola (8 milioni di barili) e Ghana (3 milioni di barili), compensate da revisioni negative dei giacimenti Loango e Zatchi in Congo (-18 milioni di barili). In America le revisioni positive di 16 milioni di barili sono dovute a maggiori entitlements in Messico (25 milioni di barili), parzialmente compensati dalla rimozione di riserve non economiche negli USA (-9 milioni di barili). In Egitto le revisioni negative di 14 milioni sono dovute principalmente al progetto Abu Rudeis. In Africa Settentrionale 44 milioni di revisioni negative sono dovute all'effetto prezzo e al taglio degli investimenti principalmente in Libia (-30 milioni di barili) e in Algeria (-17 milioni di barili).
Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono pari a 10 milioni di barili dettagliate come di seguito. In Italia si registrano revisioni positive per 32 milioni di barili dovute principalmente al progetto Val d'Agri. Nel Resto dell'Europa 8 milioni di barili di revisioni positive principalmente nel Regno Unito. Nel Resto dell'Africa Settentrionale le revisioni ammontano a 49 milioni di barili, composte da revisioni positive (+62 milioni di barili) di cui +42 in Libia (principalmente nell'Area D) e +18 milioni di barili in Algeria (BRN +5 milioni di barili e altri campi minori) e revisioni negative (-13 milioni di barili) principalmente in Algeria (BRW -4 milioni di barili) e in altri campi minori. In Egitto si registrano revisioni per 11 milioni di barili, composte da revisioni positive (21 milioni di barili) principalmente in Meleiha e da revisioni negative (-10 milioni di barili) principalmente in Belayim. In Africa Sub-Sahariana, le revisioni sono pari a +21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+74 milioni di barili) principalmente in Nigeria (+42 milioni di barili) e Angola (+22 milioni di barili) e da revisioni negative (-53 milioni di barili) di cui -23 milioni di barili in Congo e -13 milioni di barili in Nigeria. In Kazakhstan le revisioni sono negative per 58 milioni di barili, principalmente legate al campo di Karachaganak. Nel Resto dell'Asia le revisioni (-74 milioni di barili) sono dovute a revisioni positive (+21 milioni di barili) negli Emirati Arabi ed a revisioni negative (-95 milioni di barili) principalmente in Iraq.
In America si registrano revisioni complessive per 21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+38 milioni di barili) negli Stati Uniti e revisioni negative (-17 milioni di barili) in Messico.

Miglioramenti da recupero assistito
Nel 2019 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.
Nel 2020 i miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili sono riferiti al progetto Burun in Turkmenistan.
Nel 2021 si totalizzano 12 milioni di barili da miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo di Oooguruk negli Stati Uniti.

Estensioni e nuove scoperte
Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni di 34 milioni di barili sono riferite essenzialmente per 21 milioni di barili alla decisione d'investimento del progetto Assa North in Nigeria e alla scoperta di Agogo nel Blocco operato 15/06 in Angola nonché all'avanzamento delle attività in Nikaitchuq negli Stati Uniti.
Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 5 milioni di barili nei campi Pegasus e Front Runner negli Stati Uniti e Mahani negli Emirati Arabi Uniti.
Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 23 milioni di barili, legate principalmente a Cuica e Ndungu nel Blocco 15/06 e al progetto New Gas Consortium in Angola e ai progetti BKNEP, Zas e Ret in Algeria.

Cessioni
Nel 2019 le cessioni di 29 milioni di barili sono relative per 28 milioni di barili alla cessione dell'intera quota degli asset produttivi in Ecuador.
Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.
Nel 2021 si registra la cessione dell'OML 17 in Nigeria per 2 milioni di barili.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

Acquisizioni

Nel 2019 le acquisizioni di 109 milioni di barili fanno riferimento all'acquisizione di asset di ExxonMobil in Norvegia da parte della joint venture Vår Energi.
Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 42 milioni di barili sono riferite principalmente all'area Resto d'Europa (45 milioni di barili) a seguito delle attività di sviluppo del progetto Balder X in Norvegia.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 2 milioni di barili. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (11 milioni di barili) nei campi di Ringhorne East ed Ekofisk in Norvegia per effetto prezzo sono state compensate dalla revisione positiva in Africa Sub-Sahariana (9 milioni di barili) relativa essenzialmente al progetto Angola LNG per migliori performance.
Nel 2021 le revisioni sono state negative per 4 milioni di barili, localizzate principalmente nel Resto dell'Europa (+17 milioni di barili in Norvegia) e nelle Americhe (-23 milioni di barili in Venezuela). Revisioni minori in Angola, Tunisia e Mozambico.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2019 le estensioni e nuove scoperte di 6 milioni di barili sono riferite allo sviluppo del giacimento Trestakk in Norvegia. Nel 2020 le estensioni e nuove scoperte di 30 milioni di barili sono riferite alla decisione di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia.
Nel 2021 le estensioni e nuove scoperte ammontano a 2 milioni di barili e sono localizzate in Norvegia.

Cessioni

Nel 2019 le cessioni di 6 milioni di barili sono relative alla cessione di asset minori in Norvegia.
Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

RISERVE CERTE DI GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: sviluppate	*7.934*	*5.489*	*28.707*	*127.730*	*49.581*	*56.725*	*19.094*	*3.075*	*8.927*	*307.262*
non sviluppate	*1.928*	*393*	*33.629*	*5.129*	*59.816*		*25.898*	*1.886*	*4.493*	*133.172*
Acquisizioni								33		33
Revisioni di precedenti stime	18.726	2.216	9.104	(69)	(25.572)	(6.021)	3.399	3.513	(438)	4.858
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		141	360		5.276		49			5.826
Produzione[a]	(2.594)	(1.234)	(7.443)	(15.243)	(5.058)	(2.408)	(5.339)	(754)	(879)	(40.952)
Cessioni					(415)					(415)
Riserve al 31 dicembre 2021	**25.994**	**7.005**	**64.357**	**117.547**	**83.628**	**48.296**	**43.101**	**7.753**	**12.103**	**409.784**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
di cui: sviluppate		*11.756*	*379*		*4.830*			*44.149*		*61.114*
non sviluppate		*2.692*			*5.501*					*8.193*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		6.624	(76)		26.930			(328)		33.150
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		797								797
Produzione[b]		(3.336)	(32)		(887)			(2.473)		(6.728)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 20201		**18.533**	**271**		**36.374**			**41.348**		**96.526**
Riserve al 31 dicembre 2021	**25.994**	**25.538**	**64.628**	**117.547**	**120.002**	**48.296**	**43.101**	**49.101**	**12.103**	**506.310**
Sviluppate	**20.635**	**19.808**	**22.390**	**103.519**	**54.479**	**48.287**	**27.501**	**47.284**	**7.525**	**351.428**
consolidate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
joint venture e collegate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
Non sviluppate	**5.359**	**5.730**	**42.238**	**14.028**	**65.523**	**9**	**15.600**	**1.817**	**4.578**	**154.882**
consolidate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
joint venture e collegate		5.574			31.696					37.270

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
di cui: sviluppate	*18.592*	*6.840*	*38.927*	*135.274*	*52.609*	*55.743*	*19.403*	*5.282*	*9.118*	*341.788*
non sviluppate	*2.706*	*558*	*38.605*	*11.719*	*63.586*	*4*	*18.800*	*1.503*	*5.232*	*142.713*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione[a]	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	**9.862**	**5.882**	**62.336**	**132.859**	**109.397**	**56.725**	**44.992**	**4.961**	**13.420**	**440.434**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
di cui: sviluppate		*16.914*	*388*		*2.520*			*46.661*		*66.483*
non sviluppate		*4.955*			*5.635*					*10.590*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(3.638)	22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione[b]		(3.783)	(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		**14.448**	**379**		**10.331**			**44.149**		**69.307**
Riserve al 31 dicembre 2020	**9.862**	**20.330**	**62.715**	**132.859**	**119.728**	**56.725**	**44.992**	**49.110**	**13.420**	**509.741**
Sviluppate	**7.934**	**17.245**	**29.086**	**127.730**	**54.411**	**56.725**	**19.094**	**47.224**	**8.927**	**368.376**
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
Non sviluppate	**1.928**	**3.085**	**33.629**	**5.129**	**65.317**		**25.898**	**1.886**	**4.493**	**141.365**
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 Mscm
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 Mscm

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	*27.744*	*8.502*	*40.967*	*94.332*	*52.973*	*52.263*	*23.271*	*4.351*	*12.796*	*317.199*
non sviluppate	*6.214*	*553*	*40.895*	*55.034*	*46.267*	*4.061*	*11.175*	*3.488*	*5.636*	*173.323*
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione[a]	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni[b]					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**7.398**	**77.532**	**146.993**	**116.195**	**55.747**	**38.203**	**6.785**	**14.350**	**484.501**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		*7.816*	*382*		*1.633*			*48.613*		*58.444*
non sviluppate		*2.386*			*7.155*					*9.541*
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione[c]		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		**21.869**	**388**		**8.155**			**46.661**		**77.073**
Riserve al 31 dicembre 2019	**21.298**	**29.267**	**77.920**	**146.993**	**124.350**	**55.747**	**38.203**	**53.446**	**14.350**	**561.574**
Sviluppate	**18.592**	**23.754**	**39.315**	**135.274**	**55.129**	**55.743**	**19.403**	**51.943**	**9.118**	**408.271**
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	**2.706**	**5.513**	**38.605**	**11.719**	**69.221**	**4**	**18.800**	**1.503**	**5.232**	**153.303**
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.538 Mscm.
(b) Include 498 Mscm parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.
(c) Include volumi destinati all'autoconsumo per 315 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2019 al 2021 sono discusse di seguito.

SOCIETÀ CONSOLIDATE

Acquisizioni
Nel 2019 le acquisizioni sono pari a 207 milioni di metri cubi e si riferiscono all'acquisizione di Oooguruk in Alaska.
Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.
Nel 2021 si registrano 33 milioni di metri cubi di acquisizioni relative al campo Lucius negli Stati Uniti.

Revisioni di precedenti stime
Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono positive per 34.751 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente a: (i) Africa Sub-Sahariana per 21.166 milioni di metri cubi a seguito della decisione finale d'investimento per l'espansione dell'impianto di GNL di Bonny in Nigeria (Eni 10,4%); (ii) Egitto per 13.223 milioni di metri cubi a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo del giacimento Zohr e di altri progetti minori; e (iii) Africa Settentrionale (7.547 milioni di metri cubi) per lo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria. Le revisioni negative di 8.770 milioni di metri cubi in Italia sono riferite alla variazione dei prezzi gas di produzione con conseguenti effetti negativi sull'economicità dei profili di produzione.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 3.890 milioni di metri cubi principalmente in: (i) Italia (-8.155 milioni di metri cubi) riferito essenzialmente ai progetti Hera Lacinia-Linda, Cervia-Arianna, Luna, Annamaria, Val d'Agri e Porto Garibaldi-Agostino e altri campi gas in Adriatico per effetto prezzo; e (ii) Africa Settentrionale (-7.347 milioni di metri cubi) principalmente nei progetti in Libia (-8.132 milioni di metri cubi) in particolare nei campi di Bahr Essalam ed Area E per effetto prezzo e vari campi in Algeria (522 milioni di metri cubi); (iii) Egitto -1.834 milioni di metri cubi revisioni sul campo di Tuna e sul campo di Zohr per l'effetto prezzo; (iv) America -925 milioni di metri cubi per effetto prezzo su vari campi a gas negli Stati Uniti (-2.215 milioni di metri cubi) principalmente i campi dell'area Alliance parzialmente compensati dall'area Area 1 in Mexico (1.291 milioni di metri cubi). Le revisioni positive si riferiscono principalmente a: (i) Resto dell'Asia (10.086 milioni di metri cubi) per i progetti Merakes in Indonesia (6.440 milioni di metri cubi) per migliori performance e Zubair in Iraq (2.741 milioni di metri cubi) per revisioni profili; e (ii) Kazakhstan (3.902 milioni di metri cubi) per il progetto Karachaganak per revisioni tecniche e maggiori entitlement per effetto prezzo.
Nel 2021 le revisioni totali sono pari a 4.858 milioni di metri cubi come di seguito composte: Italia (18.726 milioni di metri cubi), principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto dell'Europa (2.216 milioni di metri cubi) nel Regno Unito principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto Africa Settentrionale (9.104 milioni di metri cubi) principalmente in Libia per effetto prezzo; Egitto (69 milioni di metri cubi), composto da revisioni positive per 3.109 milioni di metri cubi principalmente in Baltim SW e revisioni negative 3.178 milioni di metri cubi principalmente in Port Fouad; Africa Sub-Sahariana revisioni complessive pari a -25.572 milioni di metri cubi, legate principalmente alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture (-33.325 milioni di metri cubi) e a revisioni positive per 7.753 milioni di metri cubi principalmente in Nigeria. In Kazakhstan si registrano -6.021 milioni di metri cubi principalmente in Karachaganak per effetto PSA; nel Resto dell'Asia le revisioni positive di 3.399 milioni di metri cubi sono localizzate principalmente in Indonesia (Merakes); in America i 3.513 milioni di metri cubi di revisioni si sono verificate principalmente negli Stati Uniti per il recupero delle code non economiche; in Australia ed Oceania le revisioni sono pari a -438 milioni di metri cubi principalmente legate al progetto Blacktip.

Miglioramenti da recupero assistito
Nel triennio 2019-2021 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte
Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 10.136 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (7.775 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del progetto Udr-Ghasha nell'off-shore degli Emirati Arabi Uniti.
Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 1.811 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.524 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021 e in Egitto per le scoperte near field nelle concessioni di Bashrush e Abu Madi West.
Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 5.826 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola e in misura minore al progetto Berkine North in Algeria.

Cessioni
Nel 2019 le cessioni di 1.874 milioni di metri cubi sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.360 milioni di metri cubi) a seguito della cessione della quota del 20% della scoperta Merakes in Indonesia.
Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.
Nel 2021 si registrano cessioni per 415 milioni di metri cubi relative all'uscita dall'OML 17 in Nigeria.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

Acquisizioni
Nel 2019 le acquisizioni di 11.472 milioni di metri cubi si riferiscono alla citata acquisizione degli asset norvegesi di ExxonMobil da parte di Vår Energi (Eni 70%).
Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 2.583 milioni di metri cubi si riferiscono essenzialmente al Resto d'Europa (2.136 milioni di metri cubi) a seguito dell'avanzamento del progetto Balder X e dei campi Snorre e Smørbukk in Norvegia.
Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 741 milioni di metri cubi. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (3.638 milioni di metri cubi) riferite principalmente ai progetti Grane e Midgard in Norvegia sono state parzialmente compensate dalle revisioni positive in Africa Sub-Sahariana (3.200 milioni di metri cubi) per il progetto Angola LNG.
Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono 33.150 milioni di metri cubi, principalmente dovute alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture e collegata.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2019 e 2020 non si sono verificate estensioni e nuove scoperte di rilievo.
Nel 2021 si registrano 797 milioni di metri cubi di estensioni e nuove scoperte, principalmente dovute alla decisione di investimento in Tommeliten Alpha in Norvegia.

Cessioni

Nel 2019 le cessioni sono pari a 5 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto d'Europa, in particolare in Norvegia.
Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2021, 2020 e 2019. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.
Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.
I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.
Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(865)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**7.900**	**2.318**	**22.129**	**19.582**	**22.616**	**27.337**	**18.738**	**7.120**	**972**	**128.712**
Imposte sul reddito future	(2.037)	(1.001)	(12.345)	(6.736)	(8.372)	(6.301)	(12.899)	(2.386)	(75)	(52.152)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**5.863**	**1.317**	**9.784**	**12.846**	**14.244**	**21.036**	**5.839**	**4.734**	**897**	**76.560**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.112)	(170)	(4.516)	(4.211)	(5.608)	(10.703)	(2.295)	(1.980)	(350)	(31.945)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**3.751**	**1.147**	**5.268**	**8.635**	**8.636**	**10.333**	**3.544**	**2.754**	**547**	**44.615**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		28.037	230		8.884			5.971		43.122
Costi futuri di produzione		(8.316)	(120)		(1.590)			(1.454)		(11.480)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.566)	(85)		(95)			(77)		(6.823)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**13.155**	**25**		**7.199**			**4.440**		**24.819**
Imposte sul reddito future		(8.591)	(9)		(1.286)			(1.309)		(11.195)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.564**	**16**		**5.913**			**3.131**		**13.624**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.462)	16		(3.498)			(1.399)		(6.343)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.102**	**32**		**2.415**			**1.732**		**7.281**
Totale	**3.751**	**4.249**	**5.300**	**8.635**	**11.051**	**10.333**	**3.544**	**4.486**	**547**	**51.896**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**608**	**228**	**9.971**	**16.850**	**11.735**	**13.552**	**10.776**	**1.470**	**1.088**	**66.278**
Imposte sul reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**438**	**167**	**5.025**	**11.530**	**8.747**	**11.239**	**4.002**	**1.029**	**948**	**43.125**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**405**	**275**	**2.612**	**7.429**	**5.033**	**5.199**	**2.321**	**547**	**565**	**24.386**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		15.306	251		1.253			6.291		23.101
Costi futuri di produzione		(5.942)	(98)		(982)			(1.641)		(8.663)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.244)	(29)		(46)			(137)		(6.456)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**3.120**	**124**		**225**			**4.513**		**7.982**
Imposte sul reddito future		(576)	(54)		(3)			(1.375)		(2.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**2.544**	**70**		**222**			**3.138**		**5.974**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.055)	(43)		(110)			(1.460)		(2.668)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**1.489**	**27**		**112**			**1.678**		**3.306**
Totale	**405**	**1.764**	**2.639**	**7.429**	**5.145**	**5.199**	**2.321**	**2.225**	**565**	**27.692**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**3.734**	**755**	**26.154**	**24.495**	**26.979**	**25.834**	**16.285**	**3.689**	**1.168**	**129.093**
Imposte sul reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**2.938**	**506**	**12.522**	**16.666**	**17.053**	**20.349**	**4.906**	**2.655**	**1.025**	**78.620**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**2.472**	**569**	**6.670**	**10.844**	**10.449**	**9.517**	**2.916**	**1.468**	**582**	**45.487**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**11.622**	**244**		**865**			**5.547**		**18.278**
Imposte sul reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.602**	**167**		**640**			**3.764**		**9.173**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.058**	**79**		**318**			**1.955**		**5.410**
Totale	**2.472**	**3.627**	**6.749**	**10.844**	**10.767**	**9.517**	**2.916**	**3.423**	**582**	**50.897**

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2021, 2020 e 2019.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2021			
Valore al 31 dicembre 2020	**24.386**	**3.306**	**27.692**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(16.402)	(3.381)	(19.783)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.864	9.256	50.120
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.304	142	1.446
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.737)	(734)	(3.471)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.877	1.385	4.262
- revisioni delle quantità stimate	1.963	1.665	3.628
- effetto dell'attualizzazione	3.810	514	4.324
- variazione netta delle imposte sul reddito	(14.022)	(5.216)	(19.238)
- acquisizioni di riserve	27		27
- cessioni di riserve	(28)		(28)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.573	344	2.917
Saldo aumenti (diminuzioni)	**20.229**	**3.975**	**24.204**
Valore al 31 dicembre 2021	**44.615**	**7.281**	**51.896**

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	**45.487**	**5.410**	**50.897**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(21.101)**	**(2.104)**	**(23.205)**
Valore al 31 dicembre 2020	**24.386**	**3.306**	**27.692**

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	**52.411**	**5.241**	**57.652**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
- cessioni di riserve[(a)]	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(6.924)**	**169**	**(6.755)**
Valore al 31 dicembre 2019	**45.487**	**5.410**	**50.897**

(a) Include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2021.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2021:
   a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
   b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

17 marzo 2022

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Bilancio di esercizio 2021

1 RELAZIONE SULLA GESTIONE **1**

2 BILANCIO CONSOLIDATO **212**

3 BILANCIO DI ESERCIZIO **358**

Schemi di bilancio 360

Note al bilancio di esercizio 366

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti 433

Attestazione del management 434

4 ALLEGATI **436**

Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2021 Totale	31.12.2021 *di cui verso parti correlate*	31.12.2020 Totale	31.12.2020 *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	6.629.940.550	*592.787.360*	8.111.215.941	*148.064.138*
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.855.346.896		5.020.000.942	
Altre attività finanziarie	(16)	4.214.058.273	*4.177.330.548*	4.822.091.843	*4.818.254.040*
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	12.991.813.160	*6.362.071.343*	3.755.913.387	*2.259.846.477*
Rimanenze	(8)	2.582.459.892		1.098.685.672	
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.351.676		22.138.940	
Altre attività	(10)	12.851.272.956	*12.545.800.281*	1.322.120.444	*963.299.411*
		45.147.243.403		**24.152.167.169**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	5.213.240.489		6.568.559.866	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.691.231.011		1.888.129.130	
Attività immateriali	(13)	246.634.467		100.610.608	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.103.550.042		993.584.286	
Partecipazioni	(15)	56.010.121.022		46.854.796.677	
Altre attività finanziarie	(16)	3.256.878.788	*3.236.999.184*	4.355.079.257	*4.335.201.428*
Attività per imposte anticipate	(17)	814.222.871		113.439.722	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.665.001		77.577.010	
Altre attività	(10)	2.056.552.186	*1.877.404.294*	909.664.462	*295.753.995*
		70.470.095.877		**61.861.441.018**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**2.623.295**		**1.818.699**	
TOTALE ATTIVITÀ		**115.619.962.575**		**86.015.426.886**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	5.865.832.996	*5.690.777.240*	3.929.488.904	*3.730.962.826*
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.554.576.291		1.848.002.204	*119.785.353*
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	382.795.296	*168.663.029*	422.865.118	*207.609.107*
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	9.521.008.110	*5.214.879.522*	4.153.295.991	*1.917.841.952*
Passività per imposte sul reddito	(9)	116.693.415		4.192.107	
Altre passività	(10)	16.304.620.664	*15.139.173.598*	2.614.236.326	*1.549.634.789*
		33.745.526.772		**12.972.080.650**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.619.539.276		20.065.902.826	*789.167.000*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.939.272.866	*1.239.302.612*	2.157.524.259	*1.472.542.617*
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.991.702.544		4.890.082.308	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	393.240.086		376.262.838	
Passività per imposte sul reddito	(9)			9.276.000	
Altre passività	(10)	2.892.166.428	*2.229.720.654*	837.504.979	*308.957.298*
		30.835.921.200		**28.336.553.210**	
TOTALE PASSIVITÀ		**64.581.447.972**		**41.308.633.860**	
PATRIMONIO NETTO	(26)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.357.403.796		38.716.402.932	
Azioni proprie		(957.944.863)		(581.047.644)	
Utile (perdita) dell'esercizio		7.674.594.671		1.606.976.739	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**51.038.514.603**		**44.706.793.026**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**115.619.962.575**		**86.015.426.886**	

Conto economico

(€)	Note	2021 Totale	2021 *di cui verso parti correlate*	2020 Totale	2020 *di cui verso parti correlate*
Ricavi della gestione caratteristica		38.248.492.636	*19.658.288.347*	18.017.275.217	*7.640.612.530*
Altri ricavi e proventi		474.123.441	*124.779.409*	405.211.908	*183.830.866*
Totale Ricavi	(28)	**38.722.616.077**		**18.422.487.125**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(33.127.031.035)	*(14.720.101.558)*	(18.396.881.872)	*(7.729.416.261)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(76.931.805)		(9.745.436)	
Costo lavoro	(29)	(1.285.933.456)		(1.238.076.683)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(2.278.104.747)	*(3.537.581.909)*	(175.744.436)	*(595.058.490)*
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(930.295.323)		(1.013.552.241)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(454.695.559)		(1.573.456.339)	
Radiazioni	(11),(13)	(949.128)		(124.003)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**568.675.024**		**(3.985.093.885)**	
Proventi finanziari		2.049.356.799	*203.407.131*	2.212.522.760	*230.642.035*
Oneri finanziari		(2.065.954.646)	*(83.932.362)*	(2.748.914.676)	*(97.687.249)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		11.142.441		26.124.850	
Strumenti finanziari derivati		(201.390.025)	*105.093.473*	210.774.295	*(140.562.185)*
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)	**(206.845.431)**		**(299.492.771)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	**6.917.670.692**		**6.519.070.297**	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		**7.279.500.285**		**2.234.483.641**	
Imposte sul reddito	(32)	395.094.386		(627.506.902)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		**7.674.594.671**		**1.606.976.739**	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio		**7.675**	**1.607**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a con o economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	3	(12)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	1	(8)
Effetto fiscale	(26)		3
		4	**(17)**
Componenti riclassificabili a con o economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(791)	702
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	26	(31)
Effetto fiscale	(26)	229	(203)
		(536)	**468**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**(532)**	**451**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		**7.143**	**2.058**

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fi cale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2020	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**10**	**(12)**	**(59)**	**263**	**24.995**	**(429)**	**3.000**	**1.607**	**44.707**
Utile (perdita) dell'esercizio													**7.675**	**7.675**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								3						3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							1							1
Componenti non riclassificabili a conto economico							**1**	**3**						**4**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(562)								(562)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									26					26
Componenti riclassificabili a conto economico						**(562)**			**26**					**(536)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**(562)**	**1**	**3**	**26**				**7.675**	**7.143**
Acconto sul dividendo 2021 (€0,43 per azione)										(1.533)				(1.533)
Attribuzione del dividendo residuo 2020 (€0,24 per azione a saldo dell'acconto 2020 di €0,12 per azione)											429		(1.286)	(857)
Destinazione utile residuo 2020									(27)	348			(321)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400					(400)				(400)
Piano Incentivazione a lungo termine				23	(23)					16				16
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue												2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(61)				(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				**(377)**	**377**				**(27)**	**(1.630)**	**429**	**2.000**	**(1.607)**	**(835)**
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A									(264)	262				(2)
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue										(15)				(15)
Altre variazioni						21				20				41
Altri movimenti di patrimonio netto						**21**			**(264)**	**267**				**24**
Saldi al 31 dicembre 2021	**4.005**	**10.368**	**959**	**(958)**	**958**	**(531)**	**(11)**	**(56)**	**(2)**	**23.632**		**5.000**	**7.675**	**51.039**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2019	**4.005**	**10.368**	**959**	**(981)**	**981**	**(484)**	**(4)**	**(50)**	**9**	**311**	**25.086**	**(1.542)**		**2.978**	**41.636**
Utile (perdita) dell'esercizio														**1.607**	**1.607**
Altre componenti dell'utile(perdita) complessivo:															
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(9)							(9)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							(8)								(8)
Componenti non riclassificabili a conto economico							**(8)**	**(9)**							**(17)**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						499									499
Differenze cambio da conversione Joint Operation										(31)					(31)
Componenti riclassificabili a conto economico						**499**				**(31)**					**468**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**499**	**(8)**	**(9)**		**(31)**				**1.607**	**2.058**
Acconto sul dividendo 2020 (€0,12 per azione)												(429)			(429)
Attribuzione del dividendo residuo 2019 (€0,43 per azione a saldo dell'acconto 2019 di €0,43 per azione)												1.542		(3.078)	(1.536)
Destinazione utile residuo 2019										(13)	**(87)**			100	
Annullamento azioni proprie				400	(400)										
Piano Incentivazione a lungo termine											7				7
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue													3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				**400**	**(400)**					**(13)**	**(80)**	**1.113**	**3.000**	**(2.978)**	**1.042**
Rigiro riserva art.6 comma 2 D.Lgs 38/2005									(9)		9				
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue											(25)				(25)
Altre variazioni						(5)				(4)	5				(4)
Altri movimenti di patrimonio netto						**(5)**			**(9)**	**(4)**	**(11)**				**(29)**
Saldi al 31 dicembre 2020	**4.005**	**10.368**	**959**	**(581)**	**581**	**10**	**(12)**	**(59)**		**263**	**24.995**	**(429)**	**3.000**	**1.607**	**44.707**

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio	**7.675**	**1.607**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	930	1.013
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	455	1.573
Radiazioni	1	
Effetto valutazione partecipazioni	(894)	2.395
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(23)	(7)
Dividendi	(6.006)	(8.914)
Interessi attivi	(176)	(204)
Interessi passivi	520	550
Imposte sul reddito	(395)	628
Altre variazioni	(63)	3
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(401)	1.185
- rimanenze	*(1.602)*	*966*
- crediti commerciali	*(6.097)*	*1.033*
- debiti commerciali	*5.283*	*(1.236)*
- fondi per rischi e oneri	*(170)*	*113*
- altre attività e passività	*2.185*	*309*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	63	5
Dividendi incassati	2.893	8.853
Interessi incassati	179	210
Interessi pagati	(517)	(533)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	33	62
Flusso di cassa netto da attività operativa	**4.274**	**8.426**
- di cui verso parti correlate	***3.330***	***(631)***
Flusso di cassa degli investimenti	(9.361)	(8.045)
- attività materiali	*(848)*	*(791)*
- attività immateriali	*(188)*	*(21)*
- partecipazioni	*(8.145)*	*(6.752)*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*(293)*	*(404)*
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	*113*	*(77)*
Flusso di cassa dei disinvestimenti	2.063	208
- attività materiali	*5*	*9*
- partecipazioni	*479*	*2*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*1.579*	*193*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		*4*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(110)	778
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(7.408)**	**(7.059)**
- di cui verso parti correlate	***1.828***	***(485)***
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	955	2.020
Rimborso di passività per beni in leasing	(374)	(337)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.933	(699)
Dividendi pagati	(2.358)	(1.965)
Acquisto azioni proprie	(400)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	1.985	2.975
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni subordinate perpetue	(61)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziament	**1.680**	**1.994**
- di cui verso parti correlate	***802***	***(687)***
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(27)	(2)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	**(1.481)**	**3.359**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	**8.111**	**4.752**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizi	**6.630**	**8.111**

Note al bilancio di esercizio

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale[1], secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05[2].

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2022.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato[3], cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto[4]; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 SCHEMI DI BILANCIO

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel paragrafo iniziale delle note al bilancio consolidato "Impatti COVID-19".
(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2021.
(3) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.
(4) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

3 MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Come già rappresentato nel bilancio consolidato, a cui si rinvia, a partire dall'esercizio 2021 sono entrate in vigore le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, all'IFRS 7, all'IFRS 4 e all'IFRS 16 "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - fase 2" (di seguito le modifiche), volte ad introdurre degli espedienti pratici e delle esenzioni temporanee dall'applicazione di talune disposizioni IFRS in presenza di strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e/o di relazioni di copertura oggetto di modifica a seguito della riforma dei tassi di interesse benchmark.
Al 31 dicembre 2021, l'esposizione di Eni SpA è rappresentata, essenzialmente, da una linea di credito di 4.500 milioni di dollari USA indicizzata all'USD LIBOR. Con riferimento agli strumenti finanziari derivati si segnala che Eni SpA ha aderito, nel mese di dicembre, ai protocolli di fallback dell'International Swaps and Derivatives Association (ISDA).
Le altre modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2021 non hanno prodotto effetti significativi.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

MODIFICA DELLA CLASSIFICAZIONE DEL JOINT ARRANGEMENT MOZAMBIQUE ROVUMA VENTURE SPA

Nell'ambito del monitoraggio continuo dei fatti e delle circostanze rilevanti ai fini della classificazione dei joint arrangement, a partire dal 31 dicembre 2021, è stata modificata la classificazione della partecipazione detenuta nella società Mozambique Rovuma Venture SpA da joint operation a joint venture. Le motivazioni sottostanti tale modifica di classificazione sono illustrate nel bilancio consolidato, a cui si rinvia.
La partecipazione in Mozambique Rovuma Venture SpA è stata rilevata ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette (355 milioni di euro), precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

(€ milioni)	Effetto modifica classificazione Mozambique Rovuma Venture SpA
ATTIVITÀ	
Attività correnti	
Disponibilità liquide ed equivalenti	(29)
Altre attività	(43)
	(72)
Attività non correnti	
Immobili, impianti e macchinari	(1.318)
Diritto di utilizzo beni in leasing	(2)
Partecipazioni	355
Attività per imposte anticipate	(40)
	(1.005)
TOTALE ATTIVITÀ	**(1.077)**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	
Passività correnti	
Passività finanziarie	(2)
Altre passività	(56)
	(58)
Passività non correnti	
Passività finanziarie	(1.008)
Fondi per rischi e oneri	(7)
Passività per imposte sul reddito	(4)
	(1.019)
TOTALE PASSIVITÀ	**(1.077)**

5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €6.630 milioni (€8.111 milioni al 31 dicembre 2020) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro 90 giorni.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa €54 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro (€4.160 milioni) è di 15 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,559%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€1.160 milioni) è di 3 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,066%.
Le expected credit loss su depositi presso banche e Istituti finanziari terzi valutati al costo ammortizzato non sono significative.

6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	977	1.003
Altri titoli	4.878	4.017
	5.855	**5.020**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.
Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.398 milioni (€1.361 milioni al 31 dicembre 2020).
L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Euro	3.555	3.337
Dollaro USA	2.248	1.600
Altre valute	52	83
	5.855	**5.020**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fiss				
Italia	277	284	Baa3	BBB
Cile	159	161	A1	A
Stati Uniti d'America	122	124	Aaa	AA+
Lituania	16	16	A2	A+
Giappone	7	7	A1	A+
Francia	3	3	Aa2	AA
Germania	1	2	Aaa	AAA
Israele	1	1	A2	AA-
	586	**598**		
Tasso variabile				
Italia	340	342	Baa3	BBB
Svizzera	29	29	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	8	8	Aaa	AA+
	377	**379**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**963**	**977**		
Altri titoli				
Tasso fiss				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.779	1.821	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	865	877	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
Altri titoli	262	265	Da Aa3 a Baa3	Da AA- a BBB-
	2.906	**2.963**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	524	527	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.092	1.101	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	286	287	Da Aa1 a Baa2	Da AA+ a BBB
	1.902	**1.915**		
Totale Altri titoli	**4.808**	**4.878**		
Totale Attività finanziarie destinate al tradin	**5.771**	**5.855**		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Crediti commerciali	9.509	3.397
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	155	127
Anticipi al personale	23	27
Acconti per servizi e forniture	8	12
Crediti verso altri	3.297	193
	12.992	**3.756**

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.
Al 31 dicembre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2022 per €1.128 milioni (€557 milioni nel 2020 con scadenza 2021). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€839 milioni), Refining & Marketing (€261 milioni) e al Power (€28 milioni).
I crediti verso altri di €3.297 milioni includono principalmente: (i) crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalla partecipata Eni International BV (€3.178 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€63 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€10 milioni).
I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €3.678 milioni.
L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis				
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	Totale
31.12.2021					
Clientela business	589	2.646	196	341	3.772
Pubbliche Amministrazioni		8		2	10
Altre controparti	163	190		55	408
Imprese controllate	9.159				9.159
Valore lordo	**9.911**	**2.844**	**196**	**398**	**13.349**
Fondo svalutazione		(78)	(5)	(274)	(357)
Valore netto	**9.911**	**2.766**	**191**	**124**	**12.992**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	3,26	3,60	86,98	
31.12.2020					
Clientela business	283	956	139	299	1.677
Pubbliche Amministrazioni		10		3	13
Altre controparti	82	53		71	206
Imprese controllate	2.160				2.160
Valore lordo	**2.525**	**1.019**	**139**	**373**	**4.056**
Fondo svalutazione		(5)	(6)	(289)	(300)
Valore netto	**2.525**	**1.014**	**133**	**84**	**3.756**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,78	6,38	85,00	

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi del bilancio consolidato.
L'attenuarsi della crisi economica del COVID-19 e la ripresa dello scenario petrolifero, con l'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi dimensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso perdita su crediti atteso per incorporare un accresciuto rischio congiunturale anche nei confronti di clienti affidabili generalmente inclusi nel cluster con rischio di credito medio.
I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €357 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2020):

(€ milioni)	2021	2020
Fondo svalutazione iniziale	**300**	**311**
Accantonamenti su crediti in bonis	78	5
Accantonamenti su crediti in default	10	11
Utilizzi su crediti in bonis	(10)	(1)
Utilizzi su crediti in default	(21)	(26)
Fondo svalutazione final	**357**	**300**

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €57 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €77 milioni (€9 milioni nel 2020) connessi essenzialmente ai nuovi accantonamenti operati (€88 milioni) relativi essenzialmente alla linea di business GGP per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento significativo delle esposizioni allo scenario prezzi, parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza (€11 milioni); (ii) utilizzo, in conto, del fondo (€20 milioni) per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.
La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti, generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

8 RIMANENZE CORRENTI E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Materie prime, sussidiarie e di consumo	323	160
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	178	213
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	265	192
Prodotti finiti e merci	1.816	534
	2.582	**1.099**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €323 milioni sono costituite da greggi.
I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€912 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in Francia (€733 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge, Damietta in Egitto e su navi viaggianti (€171 milioni).
Le rimanenze di gas naturale per €269 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €194 milioni (€24 milioni al 31 dicembre 2020) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Valore iniziale - Rimanenze correnti	**24**	**46**
Accantonamenti (utilizzi)	170	(22)
Valore finale - Rimanen e correnti	**194**	**24**

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.104 milioni (€994 milioni al 31 dicembre 2020) includono 2,3 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.
L'incremento delle rimanenze e delle scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				21			
IRAP			18					
Crediti per istanze di rimborso		78				78		
Addizionale IRES Legge n. 7/2009			97					
Fondo per imposte sul reddito								9
Altre imposte sul reddito	2		2		1		4	
	23	**78**	**117**		**22**	**78**	**4**	**9**

Le passività per imposte sul reddito correnti di €117 milioni si riferiscono essenzialmente allo stanziamento dell'addizionale IRES Legge n.7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libian Tax) (€97 milioni).

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

	31.12.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	12.603	1.906	15.220	1.866	1.009	338	1.247	387
Passività da contratti per la clientela			425	724			747	393
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	12		386		17		311	
- IVA	4		66		4		89	
- Royalty su idrocarburi estratti			109				115	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			8				17	
- Altre imposte e tasse	53	2	53	25	58	2	57	25
	69	2	622	25	79	2	589	25
Altre	179	149	38	277	234	569	32	34
	12.851	**2.057**	**16.305**	**2.892**	**1.322**	**909**	**2.615**	**839**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati.
Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €60 milioni e €333 milioni (€62 milioni e €393 milioni nel 2020); (ii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€391milioni); (iii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €242 milioni (€226 milioni nel 2020).
Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €103 milioni, di cui €62 milioni previsti oltre i 12 mesi (€493 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è differibile nel tempo ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (c.d. reshuffling) €46 milioni (€133 milioni nel 2020); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori €49 milioni (€46 milioni nel 2020).
Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€117 milioni oltre 12 mesi e €11 milioni entro 12 mesi); (ii) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €4 milioni (€8 milioni nel 2020).
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2021									
Valore iniziale netto	**544**	**2.684**	**820**	**138**	**57**	**266**	**1.244**	**816**	**6.569**
Investimenti	3	1	88	5	7		403	341	848
Capitalizzazioni ammortamenti							25		25
Ammortamenti[a]	(23)	(415)	(93)	(21)	(17)				(569)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	418	(391)	(4)	(3)		63	(502)	(485)
Radiazioni		(1)							(1)
Dismissioni	(1)		(1)						(2)
Trasferimenti	40	170	92	9	3	(88)	(108)	(127)	(9)
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		57				23	75		155
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.					(1)	(198)	(1.119)		(1.318)
Valore finale nett	**497**	**2.914**	**515**	**127**	**46**	**3**	**583**	**528**	**5.213**
Valore finale lordo	2.185	15.441	11.184	651	715	3	684	1.990	32.853
Fondo ammortamento e svalutazione	1.688	12.527	10.669	524	669		101	1.462	27.640
2020									
Valore iniziale netto	**615**	**2.681**	**1.392**	**151**	**59**	**293**	**1.160**	**1.132**	**7.483**
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA			(28)					(10)	(38)
Investimenti	1	1	52	7	14		349	367	791
Capitalizzazioni ammortamenti							22		22
Ammortamenti[a]	(28)	(406)	(144)	(23)	(17)		(3)		(621)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	(299)	(600)	(1)	(1)	(2)	(59)	(501)	(1.529)
Radiazioni									
Dismissioni		(1)							(1)
Trasferimenti	22	149	148	4	2	(25)	(128)	(172)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		559					(97)		462
Valore finale nett	**544**	**2.684**	**820**	**138**	**57**	**266**	**1.244**	**816**	**6.569**
Valore finale lordo	2.139	15.226	10.905	635	706	283	1.419	1.869	33.182
Fondo ammortamento e svalutazione	1.595	12.542	10.085	497	649	17	175	1.053	26.613

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti di €848 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€422 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€404 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA, deconsolidata con decorrenza 31 dicembre 2021; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Monte Alpi, Brenda e Annalisa); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€22 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le altre variazioni di €155 milioni riguardano: (i) l'incremento per la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€134 milioni); (ii) l'incremento per effetto delle differenze di cambio da conversione della Mozambique Rovuma Venture SpA (€96 milioni); (iii) la riduzione dell'asset retirment cost per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€75 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

%	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 1,9% (2,01% al 31 dicembre 2020). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €53 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €91 milioni.

12 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2021								
Valore iniziale netto	**907**	**482**	**169**	**28**	**122**	**21**	**159**	**1.888**
Incrementi	15	19	38	48	48	33	41	242
Ammortamenti[a]	(103)	(60)	(34)	(27)	(36)	(16)	(62)	(338)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	61			2			(26)	37
Altre variazioni		(7)	(6)	(7)	(111)	(5)		(136)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.		(2)						(2)
Valore finale nett	**880**	**432**	**167**	**44**	**23**	**33**	**112**	**1.691**
Valore finale lordo	1.648	593	301	159	89	59	336	3.185
Fondo ammortamento e svalutazione	768	161	134	115	66	26	224	1.494
2020								
Valore iniziale netto	**986**	**544**	**199**	**74**	**68**	**22**	**134**	**2.027**
Incrementi		1	31	8	115	17	109	281
Ammortamenti[a]	(100)	(60)	(34)	(40)	(59)	(16)	(58)	(367)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	21		(21)	(11)			(25)	(36)
Differenze di cambio					(1)			(1)
Altre variazioni		(3)	(6)	(3)	(1)	(2)	(1)	(16)
Valore finale nett	**907**	**482**	**169**	**28**	**122**	**21**	**159**	**1.888**
Valore finale lordo	1.633	591	272	121	208	44	296	3.165
Fondo ammortamento e svalutazione	726	109	103	93	86	23	137	1.277

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.691 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €880 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione in particolare al contratto di tolling di EniPower SpA in forza del quale EniPower produce, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni a sua volta mette a disposizione di EniPower i combustibili necessari e fornisce le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €432 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 6 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €167 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni e le locazioni di stazioni di

servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €44 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (v) per €23 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni; (vi) per €72 milioni al contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA incluso nelle "altre tipologie".
I canoni variabili, rilevati a conto economico, riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali è prevista la corresponsione di canoni variabili (royalties) sulla base dei volumi di carburanti erogati (€\Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 18%, essenzialmente attribuibile alle concessioni autostradali; (ii) il contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 77%.
Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

Le altre variazioni di €136 milioni riguardano in particolare la chiusura anticipata di un contratto di locazione di un mezzo di perforazione navale della Exploration & Production – drilling rig Saipem 10000 – che è stato oggetto di una nuova negoziazione che ha determinato la sottoscrizione del un contratto in capo alla consociata egiziana Ieoc Production BV.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2021			
Valore iniziale	**423**	**2.157**	**2.580**
Incrementi		242	242
Decrementi	(374)		(374)
Altre variazioni	334	(460)	(126)
Valore final	**383**	**1.939**	**2.322**
2020			
Valore iniziale	**337**	**2.320**	**2.657**
Incrementi		281	281
Decrementi	(337)		(337)
Altre variazioni	423	(444)	(21)
Valore final	**423**	**2.157**	**2.580**

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €374 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €81 milioni.
I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€302 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€130 milioni), mezzi di navigazione (€33 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	21	1
	21	**1**
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:		
- leasing di breve durata	49	13
- leasing di modico valore	15	15
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	161	114
	225	**142**
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	338	367
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(19)	(15)
	319	**352**
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	**37**	**(36)**
Proventi (oneri) finanziar		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(76)	(88)
- oneri finanziari capitalizzati su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	1	1
	(75)	**(87)**

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 3% al 100%.

13 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwil	Totale
2021							
Valore iniziale netto	**11**	**65**	**5**	**3**	**84**	**17**	**101**
Investimenti		29	3	156	188		188
Ammortamenti	(1)	(42)		(5)	(48)		(48)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(1)	(5)		(6)	(1)	(7)
Altre variazioni	1	2	2	8	13		13
Valore finale nett	**11**	**53**	**5**	**162**	**231**	**16**	**247**
Valore finale lordo	388	1.217	13	221	1.839	94	1.933
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.164	8	59	1.608	78	1.686
2020							
Valore iniziale netto	**16**	**85**	**9**	**31**	**141**	**17**	**158**
Investimenti		17	4		21		21
Ammortamenti	(2)	(45)			(47)		(47)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)		(3)		(8)		(8)
Trasferimenti	2	8	(12)	2			
Altre variazioni			7	(30)	(23)		(23)
Valore finale nett	**11**	**65**	**5**	**3**	**84**	**17**	**101**
Valore finale lordo	387	1.188	8	495	2.078	94	2.172
Fondo ammortamento e svalutazione	376	1.123	3	492	1.994	77	2.071

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €11 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.
I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €53 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.
Le immobilizzazioni in corso e acconti di €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.
Le altre attività immateriali di €162 milioni riguardano essenzialmente l'acquisto, effettuato nel corso dell'esercizio 2021, del 50% dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta acquisiti a seguito dell'operazione di cessione di Unión Fenosa Gas (€154 milioni).

14 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso (di seguito anche "VIU"). In termini di impairment indicators i fattori considerati ai fini del bilancio consolidato risultano sostanzialmente applicabili anche a Eni SpA. La determinazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle CGU O&G è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione all'andamento futuro di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi di lungo termine degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi/di sviluppo, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (c.d. cash generating unit - "CGU"); la definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Le principali CGU di SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie, tradizionali e bio, e gli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).
Ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) significative sono, generalmente, incluse nel valore di iscrizione delle CGU a cui sono riferibili e il relativo valore d'uso è determinato escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate assets la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della società.
Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dall'ultimo piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve certe e probabili; (b) per le CGU del business Refining & Marketing sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) nella determinazione dei flussi di cassa si considerano gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (forestry); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, ai fini della definizione del piano industriale, le previsioni di prezzo adottate da Eni sono elaborate sulla base della view del management sull'evoluzione nel lungo termine dei fondamentali del mercato, tra i quali principalmente l'evoluzione del mix energetico globale nei prossimi venti, trent'anni in relazione agli obiettivi

di decarbonizzazione degli Stati definiti dalla COP21 di Parigi e riaffermati dalla COP26 di Glasgow, la velocità del processo di transizione energetica, gli impatti durevoli della pandemia del COVID-19, l'andamento della domanda e offerta di petrolio e gas naturale nel lungo termine, la crescita economica e demografica, l'evoluzione delle tecnologie e il cambiamento nelle preferenze dei consumatori.
Con riferimento al breve-medio termine, il management considera anche le curve forward e le previsioni di banche d'affari e altri istituti specializzati.
Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali di Gruppo traguardando l'azzeramento delle emissioni di ambito tre al 2050. In coerenza con tale percorso che considera le possibili evoluzioni del mercato e delle tecnologie e la progressiva evoluzione del portafoglio prodotti della Compagnia, il management ha adottato l'assunzione di un prezzo del petrolio di lungo termine di 62 $/bbl in termini reali 2020 fino al 2035, per poi declinare a 46 $ nel 2050 in relazione all'assunzione di progressivo phase-out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici di Parigi.
Per il 2022-2023, le previsioni di prezzo nominale sono rispettivamente 80 $ e 75 $/barile in considerazione della fase di sostenuta ripresa macroeconomica globale, della disciplina finanziaria delle società petrolifere internazionali quotate e dei problemi produttivi dell'OPEC+; i corrispondenti valori delle assunzioni di impairment test 2020 erano 55 $ e 60 $/barile.
Per quanto riguarda il prezzo del gas naturale, mentre nel breve termine il benchmark dei prezzi spot continentali "TTF" è previsto in sensibile ripresa a 21,2 $ e 14,3 $/mmBTU rispettivamente nel 2022 e nel 2023 (vs. 4,7-4,9 $/mmbtu quali corrispondenti valori dell'impairment test 2020), nel lungo termine il valore declina in relazione alle ipotesi di progressivo spiazzamento del gas a opera delle rinnovabili per una previsione di prezzo del TTF in moneta reale 2020 di 6,9 $/Mbtu nel periodo 2025-2045, per poi declinare ulteriormente a 6,2 $/Mbtu nel 2050.
Ai fini della determinazione del valore d'uso i flussi di cassa, al netto delle imposte, sono attualizzati al costo medio ponderato del capitale (c.d. weighted average cost of capital - "WACC") definito tenendo conto della rischiosità espressa dalle linee di business in cui opera Eni SpA e, ove necessario, rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione.
In particolare, il costo del capitale proprio (Ke) considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P 500, sia un premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Il risultato è un Ke di circa il 10% che ha bilanciato la discesa degli yield sugli asset risk free che entrano sia nel calcolo del Ke sia nella determinazione del costo del debito, mantenendo un costo del capitale di Gruppo nell'intorno del 7%.
Le previsioni dei prezzi delle commodity così come quelle degli altri parametri rilevanti considerate ai fini della definizione del piano industriale Eni sono oggetto di costante monitoraggio da parte del management in relazione all'attuale contesto di estrema volatilità e incertezza connessa alla drammatica evoluzione della crisi Ucraino-Russa.
Sulla base dello scenario adottato ai fini della definizione del piano industriale e il rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine il management ha rilevato delle parziali riprese di valore delle CGU svalutate nel precedente bilancio in particolare per l'aumento dei prezzi del gas. Le riprese di valore hanno riguardato giacimenti a gas in Italia per €481 milioni. Il tasso di attualizzazione post-tax è dell'1,68% che si ridetermina in 6,5% pre-tax.
L'impairment test si completa con la svalutazione del valore di libro residuo delle raffinerie per un ammontare pari a €999 milioni (compresi investimenti di stay-in-business di CGU precedentemente svalutate), con questo azzerando i valori di libro. Il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,7%. Tale perdita ha come driver il sensibile peggioramento dei margini, compressi dal peggioramento dei crack spread dei prodotti e dall'aumento del costo delle utility indicizzate al gas, e le ridotte prospettive di redditività delle CGU Eni a causa di fattori di debolezza strutturale dell'industria della raffinazione europea (dimensione subottimale degli impianti, pressione competitiva da parte di raffinatori più efficienti) e delle proiezioni di modesta ripresa della domanda di carburanti anche per effetto della competizione della mobilità elettrica. Inoltre i costi operativi sono penalizzati dall'aumento degli oneri per acquisto di certificati emissivi nell'ambito dello schema europeo ETS.
Le riprese di valore nette dei diritti di utilizzo beni in leasing (€37 milioni) hanno riguardato principalmente il Power.
Inoltre, nell'ambito della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività si è tenuto conto delle previsioni di costo associate ai progetti di forestry, che rappresenta una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni prevedendo la partecipazione onerosa a iniziative di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production

ai fini delle neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi della Exploration & Production e non essendo allocabili sulle singole CGU su basi ragionevoli e coerenti sono riferiti all'intera linea di business e inclusi nel processo di impairment test attraverso il confronto delle previsioni di spesa per le attività forestry, attualizzate, con l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test.

15 PARTECIPAZIONI

	2021				2020			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
Valore iniziale	**45.652**	**1.193**	**10**	**46.855**	**40.977**	**1.540**	**18**	**42.535**
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA						34		34
Acquisizioni e sottoscrizioni	8.055		90	8.145	6.752	(2)		6.750
Cessioni e conferimenti	(16)	(442)		(458)				
Rami d'azienda	(2)			(2)				
Rettifiche di valore	1.420	(310)		1.110	(2.018)	(376)		(2.394)
Valutazione al fair value con effetti a PN			1	1			(8)	(8)
Altre variazioni	4			4	(59)	(3)		(62)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA		355		355				
Valore final	**55.113**	**796**	**101**	**56.010**	**45.652**	**1.193**	**10**	**46.855**
Valore finale lordo	69.436	1.576	101	71.113	69.353	1.684	10	71.047
Fondo svalutazione	14.323	780		15.103	23.701	491		24.192

Le partecipazioni sono aumentate di €9.155 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2020	**46.855**
Acquisizioni e sottoscrizioni	**8.145**
- Interventi sul capitale	**7.929**
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	3.300
Eni International BV	1.792
Eni Angola SpA	1.578
Eni Petroleum Co Inc	617
Versalis SpA	500
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	90
Eni Natural Energies SpA	41
GreenIT SpA	6
Agenzia Giornalistica Italia SpA	5
- Acquisizioni	**216**
Eni España Comercializadora de Gas SAU	114
Serfactoring SpA	12
Altre - Acconti	90
Cessioni e Rimborsi	**(458)**
- Rimborsi di capitale	
Eni West Africa SpA	(16)
- Cessioni	
Unión Fenosa Gas SA	(442)
Rami d'azienda	**(2)**
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	32
Eni New Energy SpA	(29)
GreenIT SpA	(6)
EniProgetti SpA	1
Rettifiche di alore	**1.110**
- Riprese di valore	**2.275**
Eni Investments Plc	910
Eni Petroleum Co Inc	747
Eni Angola SpA	355
Unión Fenosa Gas SA	200
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	53
Floaters SpA	10
- Svalutazioni	**(1.165)**
Saipem SpA	(510)
Versalis SpA	(454)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(95)
Raffineria di Gela SpA	(34)
LNG Shipping SpA	(29)
EniProgetti SpA	(21)
Eni Mozambico SpA	(15)
EniServizi SpA	(3)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Servizi Aerei SpA	(1)
Eni Timor Leste SpA	(1)
Altre minori	(1)

Segue da pagina pr ecedente

(€ milioni)	
Valutazione al fair value con effetti a PN	**1**
Interporto di Padova SpA	1
Altre variazioni	**4**
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	(325)
Eni Trade & Biofuels SpA	109
Eni Global Energy Markets SpA	216
Versalis SpA	1
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	1
Altre	2
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA	**355**
Partecipazioni al 31 dicembre 2021	**56.010**

La ricapitalizzazione di Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit) di €3.300 milioni è stata operata nell'ambito del programma di prevista quotazione della società e di definizione di una adeguata dotazione patrimoniale della partecipata a supporto, tra l'altro, dei programmi di investimento della partecipata nei business retail e renewables e E-mobility di competenza.
La cessione di Unión Fenosa Gas SA ha determinato: (i) una ripresa di valore fino a concorrenza delle svalutazioni pregresse (€200 milioni) e per la differenza una plusvalenza da cessione (€21 milioni); (ii) un effetto economico negativo connesso con l'acquisizione della partecipazione Unión Fenosa Gas Comercializadora SA (poi Eni España Comercializadora de Gas SAU) per €114 milioni – che ha determinato una svalutazione al day 1 per allineamento ai valori economici (€15 milioni) ulteriormente integrata per tener conto dell'effetto del cash adjustment (€48 milioni).
Le altre acquisizioni di €90 milioni si riferiscono all'impegno ad acquisire la partecipazione nella società Crown AB.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2021	Saldo netto al 31.12.2020	Saldo netto al 31.12.2021 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	10	14	9	(5)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	248	200
Eni Angola SpA	100,000	980	2.913	2.392	(521)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Corridor Srl	100,000		...	...	
Eni Energia Italia Srl	100,000			...	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	100,000		19	132	113
Eni Finance International SA	33,613	362	362	533	171
Eni Fuel SpA	100,000	69	70	81	11
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	61	277	(3)	(280)
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	576	76
Eni International BV	100,000	35.734	37.526	30.485	(7.041)
Eni International Resources Ltd	99,998	1	1	6	5
Eni Investments Plc	99,999	3.201	4.111	3.192	(919)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000		143	143	
Eni Mozambico SpA	100,000	31	16	16	
Eni Natural Energies SpA	100,000		40	40	
Eni New Energy SpA		28			
Eni Nuova Energia Srl	100,000			...	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	686	2.050	1.205	(845)
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	100,000	1.545	4.878	6.450	1.572
Eni Rewind SpA	99,999			73	73
Eni Timor Leste SpA	100,000	6	4	4	
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	97	207	103	(104)
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	100,000	325		9	9
Eni West Africa SpA	100,000	19	4	4	
EniPower SpA	100,000	914	914	898	(16)
EniProgetti SpA	100,000	21		(9)	(9)
EniServizi SpA	100,000	12	10	10	
Floaters SpA	100,000	241	251	251	
Ieoc SpA	100,000	24	24	58	34
LNG Shipping SpA	100,000	245	217	214	(3)
Raffineria di Gela SpA	100,000	34		(4)	(4)
Serfactoring SpA	100,000	3	15	20	5
Servizi Aerei SpA	100,000	49	47	47	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	7	6	6	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	131	79
Versalis SpA	100,000	330	377	964	587
Totale imprese controllate		**45.652**	**55.113**		
Imprese collegate e joint venture					
DTT Scarl	25,000			...	
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Mozambique Rovuma Venture SpA[a]	35,714		355	355	
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	1	1	1	
Saipem SpA	30,542	908	398	137	(261)
Seram SpA	25,000	...	...	...	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28	27	(1)
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000		...	...	
Transmed SpA	50,000	...	...	4	4
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	52	38
Unión Fenosa Gas SA		242			
Totale imprese collegate e joint venture		**1.193**	**796**		
		46.845	**55.909**		

(a) A partire dal 31 dicembre 2021 la società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto non è più qualificata come joint operation

Le riprese di valore delle partecipazioni svalutate in precedenti esercizi del settore Exploration & Production (Eni Angola SpA, Eni Investments Plc, Eni Petroleum Co Inc, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Floaters SpA) sono state operate a seguito del rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura e dalla valutazione attuale del magazzino rilevante per alcune società oggetto di valutazione; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,5% e il 10,7%.
Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato:

- Eni International BV, holding di partecipazioni, si è proceduto alla determinazione del fair value, oggetto di fairness opinion da parte di soggetto terzo indipendente, adottando l'ottica del market participant, ovvero utilizzando parametri e assunzioni comunemente (mediamente) utilizzate dal mercato. Per la valutazione degli asset/CGU identificate è stato adottato il metodo dell'Unlevered Discounted Cash Flow ("UDCF"). Il metodo dell'UDCF porta ad esprimere il valore della società ("Equity Value") come differenza tra: (i) il valore dei flussi di cassa operativi che prevede di generare ("Enterprise Value") attualizzati ad un tasso che rifletta appropriatamente le condizioni di mercato riferibili alla realtà oggetto di valutazione, e (ii) il suo debito finanziario netto ("Net Financial Position") alla data di riferimento della valutazione. Gli effetti del capitale circolante sono presi in considerazione soltanto nella misura in cui risultino significativi. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un tasso di sconto: (i) del 10% per le partecipate del settore Exploration & Production; (ii) compreso tra il 6% e il 9% per le partecipate del settore Refining & Marketing; (iii) del 7,6% per le partecipate del settore Global Gas & LNG Portfolio. Per le partecipazioni ove non risultano significative presenze di asset/CGU si è tenuto conto del patrimonio netto ad uso consolidato che ha tenuto conto dei relativi processi di valutazione;
- Versalis SpA, sulla base del valore d'uso della partecipata desumibile dal complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e dalla valutazione attuale del magazzino della Società, per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 6,5%;
- Eni Global Energy Markets SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,6%;
- Eni Trade e Biofuels SpA, con un orizzonte di valutazione a 20 anni, sulla base del valore dei flussi di cassa attualizzati del piano quadriennale aziendale, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,7%;
- EniPower SpA sulla base del valore dei flussi di cassa per tutta la durata di vita delle centrali utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted tra il 4,9 e 6,1%;
- Agenzia Giornalistica Italia SpA, sulla base del valore d'uso della partecipata desumibile dai flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita di 1,3%; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 7,1%.

Con riferimento a Saipem nella parte finale del 2021 la società, controllata congiuntamente con l'altro socio di riferimento CDP, ha registrato un significativo deterioramento della business performance con la rilevazione di ingenti perdite su commesse e importanti svalutazioni dell'attivo che hanno eroso in misura rilevante i mezzi propri peggiorando gli indici patrimoniali e di redditività. In particolare, il 31 gennaio 2022 la Saipem ha ritirato gli outlook annunciati ad ottobre 2021 e comunicato al mercato la previsione di contrazione dei ricavi e dei risultati consolidati rispetto a quanto precedentemente comunicato nonché la previsione della chiusura del bilancio di esercizio 2021 con perdite significative tali da intaccare, per oltre un terzo, il capitale sociale della società configurando le condizioni di cui all'art. 2446 del codice civile. In relazione alla complessità della situazione riscontrata, è stata definita una nuova organizzazione e integrato il management della società, ai fini della definizione di un nuovo piano industriale per il recupero di redditività, il miglioramento della generazione di cassa e il rientro dell'indebitamento sulla cui base innestare una manovra di rafforzamento della struttura

finanziaria e patrimoniale che comporta impegni di cassa e di rilascio di garanzie per i soci così come concordati a valle delle interlocuzioni intercorse. In relazione a quanto sopra la partecipazione nella Saipem è stata oggetto di svalutazione per €510 milioni determinando un valore di iscrizione di €398 milioni. In particolare, ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione, in accordo con lo IAS 36, è stato considerato il maggiore tra il fair value e il valore d'uso della società, nella sua interezza, corrispondente nella circostanza al fair value. Per quanto concerne la definizione del fair value, considerato che le citate ingenti perdite comunicate da Saipem il 31 gennaio 2022 non sono riferibili ad eventi occorsi successivamente alla chiusura del periodo, si è ritenuto necessario adeguare la valutazione di borsa al 31 dicembre 2021, considerando l'eccezionalità del contesto riscontrato, per fattorizzare le informazioni acquisite con la comunicazione del 31 gennaio 2022 configurando un c.d. fair value di livello III funzionale ad esprimere in modo appropriato il valore della partecipazione nella società alla data di bilancio. In particolare, la configurazione del fair value è stata operata applicando alla quotazione del 30 dicembre 2021 la riduzione percentuale di valore registrata tra il prezzo di mercato del giorno (28 gennaio 2022) antecedente la comunicazione di Saipem e il prezzo espresso dal mercato il giorno (31 gennaio 2022) in cui è avvenuta la comunicazione.
Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.
Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni) e la partecipazione del 1,26% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

16 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

	31.12.2021		31.12.2020	
(€ milioni)	**Correnti**	**Non correnti**	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	22	3.237	23	4.335
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.192		4.799	
	4.214	**3.237**	**4.822**	**4.335**
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.214	**3.257**	**4.822**	**4.355**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€2.445 milioni) e Versalis SpA (€739 milioni).
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Global Energy Markets SpA (€2.305 milioni) in particolare per i depositi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity e riflette l'eccezionale aumento dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrato in Europa nel dicembre 2021 (margin call), Versalis SpA (€583 milioni), Raffineria di Gela SpA (€290 milioni) e Eni New Energy SpA (€541 milioni).
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.128 milioni.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €917 milioni (€1.234 milioni al 31 dicembre 2020).
Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €3.430 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,57% e 0,40% e in dollari compresi tra 0,21% e 1,43%.
Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.
I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.
Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.
Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

17 ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Imposte sul reddito anticipate IRES	804	133
Imposte sul reddito differite IRES	(125)	(133)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	42	24
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(2)
Imposte sul reddito anticipate estere	19	6
Imposte sul reddito differite estere	(17)	(2)
Totale Eni SpA	**720**	**26**
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	**94**	**87**
	814	**113**

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2020	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2021
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(7)	(39)	1		(45)
- differenze su derivati	(4)			4	
- altre	(126)	(77)	103		(100)
	(137)	**(116)**	**104**	**4**	**(145)**
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati				216	216
- fondi per rischi ed oneri	1.184	199	(208)		1.175
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	967	264	(164)		1.067
- differenze su attività materiali ed immateriali	383	42	(128)		297
- svalutazione crediti	92	4	(3)		93
- fondi per benefici ai dipendenti	83	37	(20)	(2)	98
- perdita fiscale	2.761		(76)		2.685
- altre	148	28	(57)		119
	5.618	**574**	**(656)**	**214**	**5.750**
- valutazione anticipate	(5.455)	570			(4.885)
	163	**1.144**	**(656)**	**214**	**865**
Totale Eni SpA	**26**	**1.028**	**(552)**	**218**	**720**
Imposte anticipate joint operation	93	44		(38)	99
Imposte differite joint operation	(6)			1	(5)
Totale joint operation	**87**	**44**		**(37)**	**94**
	113	**1.072**	**(552)**	**181**	**814**

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €720 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni degli imponibili futuri attesi tenendo conto, tra l'altro, delle previsioni del piano quadriennale e delle previsioni long-term coerenti con i processi di impairment. Le altre variazioni delle imposte anticipate nette delle Joint operation riguardano le differenze di cambio da conversione e gli effetti del deconsolidamento della Mozambique Rovuma Venture SpA.

18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Debiti commerciali	8.770	3.475
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	48	39
Debiti per attività di investimento	210	122
Debiti verso altri	493	517
	9.521	**4.153**

I debiti commerciali di €8.770 milioni riguardano debiti verso fornitori (€3.832 milioni), debiti verso imprese controllate (€4.708 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€230 milioni).
I debiti verso altri di €493 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€257 milioni); (ii) debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola take-or-pay (€185 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€39 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

19 PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2021				31.12.2020			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo temrine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	115	274	4.334	**4.723**	186	748	3.132	**4.066**
Obbligazioni ordinarie		880	15.289	**16.169**		980	15.749	**16.729**
Sustainability-Linked Bond		2	996	**998**				
Obbligazioni convertibili		399		**399**			396	**396**
Altri finanziatori	5.751			**5.751**	3.743	120	789	**4.652**
	5.866	**1.555**	**20.619**	**28.040**	**3.929**	**1.848**	**20.066**	**25.843**

Eni ha sottoscritto, con primari istituti bancari, contratti finanziari sostenibili per un ammontare complessivo di €8.259 milioni legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite così composti: (i) linee di credito committed per € 4.850 milioni; (ii) finanziamenti per €1.300 milioni; (iii) derivati per la copertura del rischio tasso per €1.109 milioni e bond per €1.000 milioni.

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie al 31 dicembre 2021 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre			Scadenza					
Tipo	2020	2021	Totale quota a breve termine	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale quote a lungo termine
Banche	**4.066**	**4.723**	**389**	**2.327**	**534**	**222**	**991**	**260**	**4.334**
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.216	1.215	14			1.201			1.201
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.028	1.029	33					996	996
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.012	1.013	15	998					998
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.009	1.010	14				996		996
- Euro Medium Term Notes 0,625%	1.002	1.003	6					997	997
- Euro Medium Term Notes 1,250%	1.000	1.001	8				993		993
- Euro Medium Term Notes 2,000%	1.010	1.010	12					998	998
- Euro Medium Term Notes 0,625%	898	899	2		897				897
- Euro Medium Term Notes 2,625%	802								
- Euro Medium Term Notes 1,625%	801	801	8					793	793
- Euro Medium Term Notes 1,750%	760	761	12		749				749
- Euro Medium Term Notes 1,500%	756	757	11					746	746
- Euro Medium Term Notes 0,750%	702	703	703						
- Euro Medium Term Notes 1,000%	653	654	5			649			649
- Euro Medium Term Notes 1,125%	596	597	2					595	595
- Euro Medium Term Notes 1,000%	746	746	2					744	744
- Bond US 4,000%	820	890	11	879					879
- Bond US 4,750%	818	887	13					874	874
- Bond US 5,700%	286	310	4					306	306
- Bond US 4,250%	814	883	5					878	878
	16.729	**16.169**	**880**	**1.877**	**1.646**	**1.850**	**1.989**	**7.927**	**15.289**
Sustainability-Linked Bond		**998**	**2**					**996**	**996**
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	*396*	*399*	*399*						
	396	**399**	**399**						
Altri finanziatori	4.652	5.751	5.751						
	4.652	**5.751**	**5.751**						
	25.843	**28.040**	**7.421**	**4.204**	**2.180**	**2.072**	**2.980**	**9.183**	**20.619**

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2021 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €880 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2021 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.200	15	1.215	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	29	1.029	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	13	1.013	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	3	1.003	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	1	1.001	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	900	(1)	899	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	11	761	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	7	757	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	3	703	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	4	654	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(3)	597	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
- Bond US	883	7	890	USD	2023	4,000
- Bond US	883	4	887	USD	2028	4,750
- Bond US	309	1	310	USD	2040	5,700
- Bond US	883		883	USD	2029	4,250
	16.058	**111**	**16.169**			
Sustainability-Linked Bond	**1.000**	**(2)**	**998**	**EUR**	**2028**	**0,375**
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	**400**	**(1)**	**399**	**EUR**	**2022**	

Nel corso dell'esercizio 2021 Eni, nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, ha emesso sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Gli obiettivi di sostenibilità riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO_2 equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

L'obbligazione convertibile di €399 milioni prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (c.d. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Il prestito obbligazionario scade nei prossimi 12 mesi.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.102 milioni, di cui €703 milioni relative a obbligazioni ordinarie e €399 milioni relative a obbligazioni convertibili.

Le passività finanziarie verso altri di €5.751 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con la Eni Rewind SpA (€1.338 milioni), Eni Fuel SpA (€343 milioni), EniPower SpA (€259 milioni), LNG Shipping SpA (€305 milioni), Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni

gas e Luce Società Benefit SpA) (€2.293 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2021 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso negativo pari allo 0,6229% e un tasso positivo di 0,0278% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

	31.12.2021		31.12.2020	
(€ milioni)	**Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie**	**Tasso medio (%)**	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	19.204	1,40	18.386	1,60
Dollaro USA	2.970	4,48	3.528	4,34
	22.174		**21.914**	

Al 31 dicembre 2021, Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed per €5.000 milioni (€5.295 milioni al 31 dicembre 2020) di cui non utilizzate per €2.800 milioni; questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato. Nel corso dell'esercizio sono stati operati limitati utilizzi delle linee di credito disponibili per adempiere gli obblighi di mantenere un ammontare adeguato di depositi finanziari (margin call) a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity in relazione ai significativi aumenti dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrati nel dicembre 2021.
Al 31 dicembre 2021 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.
Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €25.262 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2021**	31.12.2020
Obbligazioni ordinarie	20.109	19.589
Obbligazioni convertibili	513	497
Banche	4.640	3.936
Altri finanziatori		909
	25.262	**24.931**

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,57% e il 0,40% (tra il -0,58% e il -0,13% al 31 dicembre 2020) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,21% e l'1,71% (tra lo 0,24% e l'1,31% al 31 dicembre 2020).
La gerarchia del fair value è di livello 2.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

20 VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale Indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2020	**3.929**	**21.914**	**2.580**	**28.423**
Variazioni monetarie	1.933	955	(374)	2.514
Differenze cambio da conversione e da allineamento	4	144		148
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA		(1.008)	(2)	(1.010)
Altre variazioni non monetarie		169	118	287
Valore al 31.12.2021	**5.866**	**22.174**	**2.322**	**30.362**

Le altre variazioni comprendono gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti.

21 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema dell'indebitamento finanziario netto è stato aggiornato sulla base delle indicazioni Consob che ha richiesto nuove voci o nuove aggregazioni di voci esistenti. L'indebitamento finanziario netto posto a confronto è stato rideterminato alla luce del nuovo schema senza modiche quantitative.

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.310	1.349
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.320	6.762
C. Altre attività finanziarie correnti	10.047	9.819
D. Liquidità (A+B+C)	**16.677**	**17.930**
E. Debito finanziario corrente	7.147	4.909
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	657	1.291
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	**7.804**	**6.200**
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	**(8.873)**	**(11.730)**
I. Debito finanziario non corrente	6.273	6.078
J. Strumenti di debito	16.285	16.145
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	**22.558**	**22.223**
M. Totale Indebitamento finanziario (H+L)	**13.685**	**10.493**

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €54 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.
Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie destinate al trading che sono commentate alla nota n. 6 - Attività finanziarie destinate al trading; (ii) crediti finanziari non strumentali all'attività operativa che sono commentati alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie. Le altre attività finanziarie correnti si incrementano per effetto di depositi a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity e riflette l'eccezionale aumento dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrato in Europa nel dicembre 2021 (margin call) verso Eni Global Energy Markets SpA; tale fenomeno è compensato dai rimborsi da Eni Finance International SA di crediti finanziari a breve termine.
La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 - Passività finanziarie.
La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €383 milioni e €1.939 milioni (rispettivamente €423 milioni e €2.157 milioni al 31 dicembre 2020).

22 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2020	**3.097**	**685**	**328**	**69**	**39**	**134**	**538**	**4.890**
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	59							**59**
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	19							**19**
Accantonamenti	15	138	151	79			276	**659**
Utilizzi a fronte oneri	(45)	(142)	(48)	(13)	(2)		(302)	**(552)**
Utilizzi per esuberanza	(2)	(2)		(2)	(31)	(3)	(39)	**(79)**
Altre variazioni	1						2	**3**
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.	(7)							**(7)**
Valore al 31.12.2021	**3.137**	**679**	**431**	**133**	**6**	**131**	**475**	**4.992**

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.137 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.523 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,3153% e il 1,5375%; il periodo previsto degli esborsi è 2022-2064; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€555 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.
Il fondo rischi e oneri ambientali di €679 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€328 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€128 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€116 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€38 milioni), negli impianti di raffinazione (€14 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€8 milioni) e ad altri siti non operativi (€42 milioni).
Il fondo per contratti onerosi di €431 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso, in particolare gli oneri da riconoscere alla società Floaters SpA relativi alla cessione della FPSO "Firenze" (€227 milioni).
Il fondo rischi per contenziosi di €133 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.
Il fondo esodi e mobilità lunga di €6 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011.
Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €131 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.
Gli altri fondi di €475 milioni comprendono: (i) il fondo coperture perdite partecipazioni (€222 milioni) in particolare Eni Rewind SpA (€209 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€88 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€34 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€14 milioni).

23 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Piani a benefici definiti:		
- TFR	133	159
- Piani esteri a benefici definiti	2	3
- Fisde e altri	94	97
	229	**259**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	164	117
	393	**376**

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €164 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €99 milioni, il contratto di espansione per €50 milioni e i premi di anzianità per €15 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2021						31.12.2020					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**159**	**23**	**97**	**279**	**117**	**396**	**167**	**22**	**90**	**279**	**117**	**396**
Costo corrente		1	2	3	34	37		1	2	3	36	39
Interessi passivi							1		1	2		2
Rivalutazioni:	(1)	1	(1)	(1)	(2)	(3)	3		8	11	4	15
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	*(1)*		*(3)*	*(4)*		*(4)*	*(1)*		*1*		*1*	*1*
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*(1)*		*3*	*2*	*2*	*4*	*5*		*7*	*12*	*4*	*16*
- Effetto dell'esperienza passata	*1*	*1*	*(1)*	*1*	*(4)*	*(3)*	*(1)*			*(1)*	*(1)*	*(2)*
Costo per prestazioni passate					77	77						
Benefici pagati	(25)	(2)	(4)	(31)	(20)	(51)	(12)		(4)	(16)	(22)	(38)
Altre variazioni					(42)	(42)					(18)	(18)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**133**	**23**	**94**	**250**	**164**	**414**	**159**	**23**	**97**	**279**	**117**	**396**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**21**		**21**		**21**		**20**		**20**		**20**
Rendimento delle attività a servizio del piano		2		2		2						
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*
Benefici pagati		(2)		(2)		(2)						
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**22**		**22**		**22**		**21**		**21**		**21**
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		**1**		**1**		**1**						
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa								1		1		1
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**133**	**2**	**94**	**229**	**164**	**393**	**159**	**3**	**97**	**259**	**117**	**376**

Le altre variazioni comprendono la quota dei piani a lungo termine giunti a maturazione e del contratto di espansione la cui erogazione è differita al 2022.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2021						
Costo corrente		1	2	3	34	37
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					77	77
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione						
Totale interessi passivi (attivi) netti						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"						
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	(2)
Totale		**1**	**2**	**3**	**109**	**112**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*2*	*3*	*109*	*112*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"						
2020						
Costo corrente		1	2	3	36	39
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*1*		*1*	*2*		*2*
Totale interessi passivi (attivi) netti:	1		1	2		2
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*1*		*1*	*2*		*2*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	4
Totale	**1**	**1**	**3**	**5**	**40**	**45**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*2*	*3*	*40*	*43*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*1*		*1*	*2*		*2*

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2021				2020			
(€ milioni)	**TFR**	**Piani esteri a benefici definiti**	**Fisde e altri**	**Totale piani a benefici definiti**	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)		(3)	(4)	(1)		1	
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)		3	2	5		7	12
- Effetto dell'esperienza passata	1	1	(1)	1	(1)			(1)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(2)		(2)				
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa						1		1
	(1)	**(1)**	**(1)**	**(3)**	**3**	**1**	**8**	**12**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	22	21
	22	**21**

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2021					
Tassi di sconto	(%)	1,0	0,9	1,0	0,0 - 1,0
Tasso di inflazione	(%)	1,75	1,5	1,75	1,75
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2020					
Tassi di sconto	(%)	0,3	0,4	0,3	0,0 - 0,35
Tasso di inflazione	(%)	0,8	1,3	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2021					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(4)	5	3		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1		
31.12.2020					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(6)	4	4		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(7)	4			7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	...	1		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €65 milioni, di cui €17 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2021					
2022		11	...	6	48
2023		10	...	4	49
2024		12	...	4	42
2025		13	...	4	10
2026		13	...	4	4
Oltre il 2026		74	...	72	8
Durata media ponderata	anni	**7,1**	**6,0**	**14,7**	**2,6**
31.12.2020					
2021		6	...	5	36
2022		8	...	4	34
2023		10	...	4	35
2024		13	...	4	1
2025		14	...	4	1
Oltre il 2025		108	...	76	7
Durata media ponderata	anni	**8,2**	**7,0**	**14,8**	**2,8**

24 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

	31.12.2021		31.12.2020	
(€ milioni)	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	127	40	130	170
- Outright	17	14	12	13
- Interest currency swap	37	32	131	121
	181	**86**	**273**	**304**
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	53	53	95	88
	53	**53**	**95**	**88**
Contratti su merci				
- Over the counter	13.879	15.787	793	1.148
- Future	5	3	2	
- Altri		55	5	
	13.884	**15.845**	**800**	**1.148**
	14.118	**15.984**	**1.168**	**1.540**
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	391	1.102	177	92
	391	**1.102**	**177**	**92**
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili			**2**	**2**
Totale contratti derivati	**14.509**	**17.086**	**1.347**	**1.634**
Di cui:				
- correnti	12.603	15.220	1.009	1.247
- non correnti	1.906	1.866	338	387

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.
Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.
Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.
Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2021			31.12.2020		
(€ milioni)	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	(2.441)	(1.320)	102	1.056	(429)	6

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2021			31.12.2020		
(€ milioni)	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	400	(748)	(529)	424	13	(1.131)

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge.
Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.
Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, c.d. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti e ove opportuno sono attivate le operazione di ribilanciamento della copertura.
La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 26 - Patrimonio netto.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.109 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €153 milioni nel corso del 2021) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.083 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(2.380)	(182)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	102	6
	(2.278)	**(176)**

Gli altri oneri operativi netti di €2.278 milioni (oneri operativi netti di €176 milioni al 31 dicembre 2020) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020
Strumenti finanziari derivati su valute	(194)	208
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(7)	3
	(201)	**211**

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €201 milioni comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.
I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

25 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

Le attività destinate alla vendita di €3 milioni (€2 milioni nel 2020) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

26 PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(958)	(581)
Riserva azioni proprie in portafoglio	958	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	*9.927*	*9.927*
- Legge n. 576/1975	*1*	*1*
- Legge n. 72/1983	*3*	*3*
- Legge n. 408/1990	*2*	*2*
- Legge n. 413/1991	*39*	*39*
- Legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- Legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	*378*	*378*
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(531)	10
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(11)	(12)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(56)	(59)
Riserva IFRS 10 e 11	(2)	263
Altre riserve:	23.632	24.995
Riserve di utili:	23.610	24.977
- Riserva disponibile	*22.468*	*23.835*
- Riserva da avanzo di fusione	*636*	*636*
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*412*	*412*
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	*74*	*74*
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	*19*	*19*
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	*22*	*18*
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	3.000
Acconto sui dividendi		(429)
Utile dell'esercizio	7.675	1.607
	51.039	**44.707**

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2021, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,37%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,96%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 65.838.173 azioni, pari all' 1,83%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.446.025.060 azioni, pari al 67,84%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

AZIONI PROPRIE ACQUISTATE

Al 31 dicembre 2021, le azioni proprie acquistate ammontano a €958 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2020), e sono rappresentate da n. 65.838.173 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022.

RISERVA AZIONI PROPRIE IN PORTAFOGLIO

La riserva azioni proprie in portafoglio di €958 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2020) è a fronte del valore di iscrizione n. 65.838.173 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2021 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

ALTRE RISERVE DI CAPITALE

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

RISERVA FAIR VALUE STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI CASH FLOW HEDGE AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva negativa di €531 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura Cash flow hedge		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2020	**13**	**(3)**	**10**
Variazione dell'esercizio	(1.320)	383	(937)
Rigiro a conto economico	529	(154)	375
Rigiro a rettifica Rimanenze	30	(9)	21
Riserva al 31 dicembre 2021	**(748)**	**217**	**(531)**

RISERVA FAIR VALUE PARTECIPAZIONI MINORITARIE

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €11 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione del fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

RISERVA VALUTAZIONE DI PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €56 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

RISERVA IFRS 10 E 11

La riserva negativa di €2 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata. La riserva si riduce per gli effetti del deconsolidamento al 31 dicembre 2021 della Mozambique Rovuma Venture SpA a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture (€264 milioni), le motivazioni sottostanti tale modifica di classificazione sono illustrate nel bilancio consolidato, a cui si rinvia.

ALTRE RISERVE

Le altre riserve di € 23.632 milioni riguardano:
Le riserve di utili per €23.610 milioni:

- riserva disponibile: €22.468 milioni, si decrementa di €1.367 milioni essenzialmente per effetto: (i) dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021 di €0,43 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 29 luglio 2021 (€1.533 milioni); (ii) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€400 milioni). La riserva inoltre si incrementa per effetto: (i) dall'attribuzione dell'utile 2020 (€348 milioni) in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 12 maggio 2021; (ii) per gli effetti del deconsolidamento al 31 dicembre 2021 della Mozambique Rovuma Venture SpA a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture (€262 milioni), le motivazioni sottostanti tale modifica di classificazione sono illustrate nel bilancio consolidato, a cui si rinvia;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappre-

senta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

La riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario: €22 milioni. Accoglie gli effetti dei piani di incentivazione di lungo termine azionario 2017-2019 e 2020-2022 approvati dalle Assemblee degli azionisti nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€15 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€7 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Nell'esercizio 2021, Eni ha emesso due obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €2 miliardi; i costi di emissione ammontano a €15 milioni.

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

(€ milioni)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota diponibile per la distribuzione ai soci
Capitale sociale	**4.005**		
Riserva legale	**959**	B	
Riserve di capitale	**10.368**		**10.368**
Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975	1	A,B,C	1
Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983	3	A,B,C	3
Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990	2	A,B,C	2
Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991	39	A,B,C	39
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000	9.839	A,B,C	9.839
Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001	43	A,B,C	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	A,B,C	378
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	A,B,C	63
Altre riserve	**23.032**		
Riserve di utili:	***23.610***		***23.610***
- Riserva disponibile	22.468	A,B,C	22.468
- Riserva da avanzo di fusione	636	A,B,C	636
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	A,B,C	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	22	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(531)	-	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(11)		
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(56)		
Riserva IFRS 10 e 11	(2)	-	
Riserva azioni proprie in portafoglio	**958**	**-**	
Azioni proprie acquistate	**(958)**	**-**	
Obbligazioni subordinate perpetue	**5.000**	**-**	
Utile dell'esercizio	**7.675**		
	51.039		

Legenda: A) disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per distribuzione ai soci.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €23,4 miliardi.

27 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE

Le garanzie di €116.773 milioni (€108.050 milioni al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Imprese controllate	115.221	106.159
Imprese collegate e joint venture	589	1.018
Proprio	858	776
Altri	105	97
Totale	**116.773**	**108.050**

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €115.221 milioni riguardano:

- per €48.559 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.414 milioni ($5.000 milioni), di €8.829 milioni ($10.000 milioni) e di €22.072 milioni ($25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le tre garanzie di €13.244 milioni complessivi ($15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2021 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.340 milioni;
- per €20.226 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a €9.271 milioni;
- per €8.168 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio (€2.017 milioni), Plenitude & Power (1.226 milioni), Altre attività (€836 milioni), Corporate e società finanziarie (€254 milioni), Refining & Marketing (€3.675 milioni), Chimica (€160 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2021 l'impegno effettivo è di €534 milioni;
- per €3.532 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture Adnoc Global Trading LTD dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;
- per €2.981 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a € 2.702 milioni;
- per €4.414 milioni le garanzie rilasciate a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA/Eni Finance International a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2021 l'impegno effettivo è 337 milioni;
- per €1.742 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a €1.499 milioni;

- per €1.236 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing Llc. Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long-term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico 2020. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent compay guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;
- per €157 milioni le garanzie prestate agli enti previdenziali in virtù della validazione di accordi di incentivazione all'esodo dei lavoratori prossimi al trattamento di pensione. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- per €45 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €589 milioni riguardano:

- per €293 milioni a garanzia degli impegni assunti dalla Vår Energi AS (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), come shipper in un contratto di trasporto del gas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- per €179 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- per €99 milioni, le garanzie prestate a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti a Seagas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 è pari al valore nominale;
- per €18 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €858 milioni riguardano le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2021 ammonta a €858 milioni.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020
Impegni	126	128
Rischi	674	362
	800	**490**

Gli impegni di €126 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (€4 milioni) dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31

dicembre 2021 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €106 milioni (€64 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €1 milione come impegno economico).
I rischi di €674 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI
- Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie. In data 7 aprile 2021 la tratta Treviglio-Brescia è stata favorevolmente collaudata e rimangono da eseguire delle attività residuali incluse nell'Atto di Sottomissione sottoscritto in data 28 gennaio 2020. Relativamente alla Tratta Brescia Est-Verona nel corso del 2021 si è registrato un avanzamento della produzione pari al 28%;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 - Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio;
- in data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi SpA (EniServizi) per conto di Eni SpA (Eni) un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Poiché nemmeno tale nuova data di consegna è stata rispettata, a decorrere dal 1° gennaio 2022 Eni SpA avrebbe titolo per applicare alla Proprietà penali per ritardata consegna del complesso immobiliare. In tale contesto, la Proprietà ha lamentato il fatto che i ritardi non sarebbero a sé interamente imputabili, quanto meno per la realizzazione del complesso immobiliare (non anche per le opere pubbliche), per via del fatto che i lavori sono stati rallentati da: (i) gli effetti della crisi pandemica, (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area e (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, con comunicazioni di novembre e dicembre 2021, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di addebitare ad EniServizi e/o Eni almeno parte delle riserve che il suo appaltatore ha formulato nei confronti della Proprietà medesima pari, ad oggi, a circa €117 milioni. A tal riguardo, ferma la completa terzietà ed estraneità di Eni ed EniServizi rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore (ribadita in molteplici comunicazioni), rilevano i seguenti aspetti: i ritardi aventi titolo nei fatti di cui i

punti (i) e (ii) sono già stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 e quindi riassorbiti nella data di consegna del 31 dicembre 2021; quanto al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale promossa da controparte.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI[5]

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società Eni italiane e non italiane, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi

(5) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: (i) sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); (ii) sul risultato economico e patrimonio netto di bilancio per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni e la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle

seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).
Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del CdA. Sempre previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD.
Al 31 dicembre 2021 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A-/BBB+ in linea con quello di fine 2020.
Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2021 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2020) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at risk - approccio paramentrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2021				2020			
(€ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse[a]	4,90	0,89	1,85	2,70	3,33	0,77	1,32	0,96
Tasso di cambio[a]	0,14	0,04	0,09	0,04	0,34	0,03	0,15	0,09

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2021				2020			
(€ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[b]	33,06	0,70	17,93	0,70	8,52	0,94	3,92	0,96

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Green\Traditional Refining&Marketing. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GPP , Power G&M e GTR&M nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2021				2020			
(€ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio euro[a]	0,40	0,29	0,33	0,30	0,37	0,29	0,32	0,30

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

	2021				2020			
($ milioni)	**Massimo**	**Minimo**	**Media**	**Fine periodo**	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio USD[b]	0,14	0,05	0,11	0,13	0,07	0,03	0,05	0,05

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utiliz-

zando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (c.d. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels (ETB) ed ETS Inc. per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2021 il programma risulta utilizzato per circa €16,4 miliardi (di cui Eni SpA €14,1 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2021 S&P ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile.

A maggio 2021 Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di 2 miliardi di euro, che si aggiungono a quelle già emesse ad ottobre 2020 del valore complessivo di 3 miliardi di euro. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che a fini IFRS sono considerati al 100% Equity. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3 / BBB / BBB (Moody's / S&P / Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes, a giugno 2021 Eni ha emesso un bond sustainability-linked del valore complessivo di €1,0 miliardo. Tale bond rappresenta la prima emissione obbligazionaria sustainability-linked del settore ed è collegata al raggiungimento di obiettivi di sostenibilità relativi a Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 e 2) e capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Al 31 dicembre 2021, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €6.073 milioni. Le linee di credito committed totali sono pari a €5.000 milioni, di cui non utilizzate per €2.800 milioni, interamente scadenti oltre 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.369	4.211	2.184	2.072	2.991	9.235	**22.062**
Passività finanziarie a breve termine	5.866						**5.866**
Passività per beni in leasing	375	318	255	244	198	924	**2.314**
Passività per strumenti finanziari derivati	15.220	1.633	162	3	22	46	**17.086**
	22.830	**6.162**	**2.601**	**2.319**	**3.211**	**10.205**	**47.328**
Interessi su debiti finanziari	395	386	313	291	235	788	**2.408**
Interessi su passività per beni in leasing	67	57	48	41	33	118	**364**
	462	**443**	**361**	**332**	**268**	**906**	**2.772**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.661	2.285	3.446	2.034	2.222	10.166	**21.814**
Passività finanziarie a breve termine	3.929						**3.929**
Passività per beni in leasing	407	311	300	241	230	1.075	**2.564**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.248	143	39	1	64	139	**1.634**
	7.245	**2.739**	**3.785**	**2.276**	**2.516**	**11.380**	**29.941**
Interessi su debiti finanziari	446	387	376	303	279	972	**2.763**
Interessi su passività per beni in leasing	85	67	56	47	39	149	**443**
	531	**454**	**432**	**350**	**318**	**1.121**	**3.206**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2022**	**2023-2026**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2021				
Debiti commerciali	8.770			8.770
Altri debiti e anticipi	751	31	39	821
	9.521	**31**	**39**	**9.591**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2021**	**2022-2025**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2020				
Debiti commerciali	3.475			3.475
Altri debiti e anticipi	678	31	27	736
	4.153	**31**	**27**	**4.211**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[6]

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(6) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 23 - Fondi per benefici ai dipendenti.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	57	89	95	104	183	2.729	**3.257**
Costi relativi a fondi ambientali	166	126	104	86	41	156	**679**
Impegni di acquisto[b]	25.764	19.045	15.882	13.063	10.224	66.504	**150.482**
- Gas							
Take-or-pay	24.806	18.503	15.369	12.623	9.936	66.048	**147.285**
Ship-or-pay	958	542	513	440	288	456	**3.197**
Altri impegni, di cui:	2					124	**126**
Memorandum di intenti Val d'Agri	2					104	**106**
Altri						20	**20**
Totale	**25.989**	**19.260**	**16.081**	**13.253**	**10.448**	**69.513**	**154.544**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3,3 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Impegni per progetti committed	559	505	265	153	202	**1.684**

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2021			2020		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari deri ati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura[a]	(1.866)	(2.581)		(372)	(393)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b]	(711)	102	(791)	85	6	702
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading						
- Titoli[c]	5.855	11		5.020	26	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	11		1	10		(8)
- Altre imprese disponibili per la vendita	...			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	12.992	(27)		3.756	(33)	
- Crediti finanziari[c]	7.451	844		9.177	(287)	
- Debiti commerciali e altri debiti[e]	(9.521)	(177)		(4.153)	40	
- Debiti finanziari[c]	(28.040)	(700)		(25.843)	(206)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €2.380 milioni di oneri (oneri per €182 milioni nel 2020) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €201 milioni di oneri (oneri per €211 milioni nel 2020).
(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli" Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per €529 milioni nel 2021 (oneri per €1.131 milioni nel 2020).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €76 milioni di oneri (oneri per €9 milioni nel 2020) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €49 milioni di proventi (oneri per €24 milioni nel 2020).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

INFORMAZIONI SULLE VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2021 di Eni SpA sono classificate:

	2021			2020		
(€ milioni)	**Livello 1**	**Livello 2**	**Livello 3**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	5.303	552		4.766	254	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	5	12.205	2	2	865	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		391			142	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			11			10
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.906			303	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					35	
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	3	14.198			1.174	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1.019			73	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.783			368	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		83			19	

Nel corso dell'esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

CONTENZIOSI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

REGOLAMENTAZIONE IN MATERIA AMBIENTALE

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2021, a fronte di 4,51 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,74 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,77 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

28 RICAVI

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2021	2020
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Gas naturale	15.339	5.113
Prodotti Petroliferi	13.674	8.348
Energia elettrica e utility	3.883	1.793
GNL	3.196	814
Greggi	731	448
Gestione sviluppo sistemi informatici	109	96
Vettoriamento gas su tratte estere	46	63
Altre vendite e prestazioni	1.280	1.345
	38.258	**18.020**
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	**(9)**	**(3)**
	38.249	**18.017**

(€ milioni)	2021	2020
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio[(a)]	81	152
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	30	(17)
	111	**135**

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2021	2020
Accise su prodotti petroliferi	(8.501)	(7.616)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.820)	(1.473)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(449)	(313)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(272)	(220)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(194)	(85)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela		(7)
	(11.236)	**(9.714)**

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2021	2020
Proventi per attività in joint venture	47	31
Locazioni, affitti e noleggi	44	36
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	11	14
Indennizzi	1	94
Altri proventi	371	230
	474	**405**

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

29 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2021	2020
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	28.526	12.215
Costi per servizi	4.873	4.163
Costi per godimento di beni di terzi	312	181
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	357	491
Variazioni rimanenze	(1.613)	969
Altri oneri	672	378
	33.127	**18.397**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2021	2020
Gas naturale	15.648	4.672
Materie prime, sussidiarie	7.802	4.291
Prodotti	4.375	2.737
Semilavorati	497	328
Materiali e materie di consumo	416	320
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(174)	(111)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(38)	(22)
	28.526	**12.215**

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2021	2020
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	1.129	461
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.123	1.046
Progettazione e direzione lavori	449	487
Manutenzioni	369	337
Consulenze e prestazioni professionali	343	230
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	320	330
Trasporti e movimentazioni	284	240
Costi di vendita diversi	203	168
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	198	188
Compensi di lavorazione	170	224
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	116	127
Viaggi, missioni e altri	90	96
Postali, telefoniche e ponti radio	82	85
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	62	57
Servizi di modulazione e stoccaggio	57	109
Altri	728	685
	5.723	**4.870**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(629)	(520)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(221)	(187)
	4.873	**4.163**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €115 milioni.
I costi per godimento beni di terzi di €312 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €184 milioni (€97 milioni al 31 dicembre 2020).
Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €357 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e

oneri sono indicate alla nota n. 22 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.
Gli altri oneri di €672 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€144 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€48 milioni).
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Salari e stipendi	890	892
Oneri sociali	252	252
Oneri per benefici ai dipendenti	172	106
Costi personale in comando	26	35
Altri costi	75	96
	1.415	**1.381**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(93)	(111)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(31)	(27)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(5)	(5)
	1.286	**1.238**

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 23 - Fondi per benefici ai dipendenti.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2021	2020
Dirigenti	606	613
Quadri	4.538	4.691
Impiegati	5.880	6.050
Operai	972	984
	11.996	**12.338**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib

di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")[7] rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento[8]; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale ($/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity ($tCO_2eq./kboe$), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (ii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (iii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714, per l'attribuzione 2019), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021, 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 e 6,1% per l'attribuzione 2019 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (c.d. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €13,4 milioni (€5,4 milioni nel 2020) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €42 milioni e €54 milioni rispettivamente per il 2021 e il 2020 e si analizzano come segue:

(7) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.
(8) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una c.d. market condition.

(€ milioni)	2021	2020
Salari e stipendi	26	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	14	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		16
	42	**54**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €10,13 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €401 mila (art. 2427, n.16 del Codice civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.049	2.213
Oneri finanziari	(2.066)	(2.749)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	26
	(6)	**(510)**
Strumenti finanziari derivati	(201)	211
	(207)	**(299)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(406)	(427)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(91)	(88)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(76)	(88)
Interessi attivi su depositi e c/c	6	6
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	11	26
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	67	67
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(8)	(8)
	(497)	**(512)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.544	1.460
Differenze attive da valutazione	302	573
Differenze passive realizzate	(1.258)	(1.492)
Differenze passive da valutazione	(250)	(706)
	338	**(165)**
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(19)	(34)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	102	130
Commissioni per servizi finanziari	24	24
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(3)	(3)
Altri proventi	8	9
Altri oneri	(12)	(18)
	100	**108**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	53	59
	(6)	**(510)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €201 milioni, sono indicati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

31 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Dividendi	6.006	8.914
Plusvalenze nette da vendite	21	
Altri proventi	2.281	5
Totale proventi	**8.308**	**8.919**
Svalutazioni e altri oneri	(1.390)	(2.400)
	6.918	**6.519**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Dividendi		
Eni International BV	5.225	7.990
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	185	150
EniPower SpA	164	92
Eni Global Energy Markets SpA	145	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	70	157
Eni Insurance DAC	57	65
Eni Trade & Biofuels SpA	56	
Ecofuel SpA	24	30
Rafferia di Gela SpA	19	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	18	8
Eni Finance International SA	11	29
Eni International Resources Ltd	9	24
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	8	
Norpipe Terminal Holdco Ltd	5	4
Transmed SpA	4	5
Eni Fuel SpA	4	3
LNG Shipping SpA	2	6
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione		186
Eni Angola SpA		134
Floaters SpA		28
Saipem SpA		3
	6.006	**8.914**
Plusvalenze nette da vendite		
Unión Fenosa Gas SA	21	
	21	
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Investments Plc	910	
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc	747	
Ripresa di valore Eni Angola SpA	355	
Ripresa di valore Unión Fenosa Gas SA	200	
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	53	
Ripresa di valore Floaters SpA	10	
Utilizzo Fondo coperura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	6	
Altri proventi		5
	2.281	**5**
Totale proventi	**8.308**	**8.919**

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Svalutazioni		
Saipem SpA	510	291
Versalis SpA	454	471
Eni España Comercializadora de Gas SAU	95	
LNG Shipping SpA	29	12
Raffineria di Gela SpA	34	
EniProgetti SpA	21	17
Eni Mozambico SpA	15	9
EniServizi SpA	3	2
Servizi Aerei SpA	1	12
Società Petrolifera Italiana SpA	1	1
Eni Timor Leste SpA	1	
Eni Investments Plc		620
Eni Petroleum Co Inc		457
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		213
Eni Rewind SpA		190
Unión Fenosa Gas SA		85
Agenzia Giornalistica Italia SpA		6
Eni New Energy SpA		6
Eni West Africa SpA		1
Altre minori	1	1
	1.165	**2.394**
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Eni Rewind SpA	209	
Perdite su partecipazione EniProgetti SpA	9	
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	4	
Perdite su partecipazione Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		6
Altri oneri	3	
	225	**6**
Totale oneri	**1.390**	**2.400**

32 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
IRES	(1)	66
IRAP	(19)	(2)
Addizionale Legge n. 7/09	(97)	
Totale imposte correnti	**(117)**	**64**
Imposte differite	4	(76)
Imposte anticipate[(a)]	473	(660)
Totale imposte differite e anticipate	**477**	**(736)**
Totale imposte estere	**(6)**	**(13)**
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	**354**	**(685)**
Imposte correnti relative alla joint operation	(2)	(2)
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	43	59
Totale imposte sul reddito joint operation	**41**	**57**
	395	**(628)**

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 17 - Attività per imposte anticipate.

L'ultimo esercizio definito da Eni SpA con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2015. Per effetto delle previsioni dei cosiddetti provvedimenti COVID, in ultimo la Legge 26 febbraio 2021 n. 21, gli atti di accertamento relativi all'IRES, IRAP e IVA per l'esercizio 2015 possono essere notificati fino al 28 febbraio 2022. Per effetto dell'allungamento dei termini ordinari di decadenza dell'accertamento introdotti dalla Legge 208/2015, il termine per la notifica degli atti di accertamento del 2016 scade il 31 dicembre 2022.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

	2021			2020		
(€ milioni)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	7.280	24,00%	1.747	2.235	24,00%	536
Differenza tra valore e costi della produzione	569	4,96%	28	(3.985)	4,96%	
Aliquota teorica		**24,39%**			**24,00%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-19,05%			-91,00%	
- cessioni pex		-0,06%				
- perdite fiscali società consolidate		-1,52%			1,90%	
- valutazione partecipazioni		-3,00%			25,72%	
- valutazione anticipate		-7,84%			71,15%	
- perdita fiscale per imposte passati esercizi		-0,04%			-2,13%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		1,33%				
- altre variazioni		0,36%			-1,54%	
Aliquota effettiva		**-5,43%**			**28,10%**	

33 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2021 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€3 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€23 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2021

		31.12.2021					2021		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti e altre attività**	**Debiti e altre passività**	**Derivati attivi**	**Derivati Passivi**	**Garanzie**	**Ricavi[a]**	**Costi[b]**	**Altri proventi (oneri) operativi**
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		4				13.903	10		
Agip Karachaganak BV		5	1			3.051	11	1	
Aldro Energía y Soluciones SLU						85			
Ecofuel SpA		6	9			32	4	133	
Eni Abu Dhabi BV		6	2			48.559	28	2	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.532			
Eni Algeria Exploration BV		6	1			95	10		
Eni Angola Exploration BV		4				81	8		
Eni Angola SpA		37				2.998	71		
Eni Austria GmbH		11				12	107		
Eni Deutschland GmbH		102	2			7	713	13	
Eni España Comercializadora De Gas SAU		92	2	10	54	28	803	6	(158)
Eni Finance International SA		2		60	36		3		
Eni Fuel SpA		761	34			57	2.194	12	
Eni gas & power France SA		323		212	289	98	1.192		(123)
Eni Global Energy Markets SpA		2.890	2.455	10.143	11.889	1.959	5.893		(2.091)
Eni Hewett Limited						130			
Eni Indonesia Limited		6	14			6	34	87	
Eni Insurance Designated Activity Company		1				57	1	34	
Eni International BV		1				177	2		
Eni Lasmo plc						571			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		33	61			25	94	281	
Eni México, S.de RL de CV		14				224	42		
Eni Muara Bakau BV		6	13				11	134	
Eni North Africa BV		9	14			23	26	115	
Eni Petroleum Co. Inc.		12	1			163	21	3	
Eni Petroleum US LLC						403			
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)		449	18	3.918	4.653	1.121	2.455		(1.169)
Eni Rewind SpA		27	151			838	54	325	
Eni Suisse SA		17	1				177	3	
Eni Trade & Biofuels SpA		495	1.491	5	3	2.793	2.463	9.612	(1)
Eni Trading & Shipping Inc						721			
Eni UK Limited		12	2			143	27	5	
Eni ULX Limited						264			
Eni US Operating Co. Inc.						618			
Eni USA Gas Marketing LLC						1.275			
EniPower Mantova SpA		20	64			6	21	211	
EniPower SpA		61	227			10	114	821	
EniProgetti SpA		10	39			12	23	99	
EniServizi SpA		17	22			11	48	123	
Ieoc Production BV		24	2				76	2	
LNG Shipping SpA		12	2			30	18	89	
Nigerian Agip Oil Company Limited		42				72	44	-	
Raffineria di Gela SpA		37	40			68	80	177	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		11	16					153	
Versalis France SAS						95			
Versalis SpA		269	25	1		160	867	87	
Altre*		148	76			551	391	186	
		5.982	**4.785**	**14.349**	**16.924**	**85.064**	**18.136**	**12.714**	**(3.542)**

		31.12.2021					2021		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti e altre attività**	**Debiti e altre passività**	**Derivati attivi**	**Derivati Passivi**	**Garanzie**	**Ricavi[a]**	**Costi[b]**	**Altri proventi (oneri) operativi**
Imprese collegate e joint venture									
Angola LNG Ltd								65	
Angola LNG Supply Services LLC						179			
Società EniPower Ferrara Srl		12	65			5	20	187	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA		6	396				18	12	
Vår Energi AS		21	109			293	41	596	
Altre*		80	59			13	85	142	
		119	**629**			**490**	**164**	**1.002**	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Snam		153	151				139	1.013	
GSE - Gestore Servizi Elettrici		156	64				2.073	636	
Gruppo Terna		20	5		7		14	50	4
Altre imprese a controllo statale*		6	17				9	59	
		335	**237**		**7**		**2.235**	**1.758**	**4**
Fondi pensione, fondazioni e altri soggett icorrelati			**2**					**31**	
		6.436	**5.653**	**14.349**	**16.931**	**85.554**	**20.535**	**15.505**	**(3.538)**

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2020

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	2020 Ricavi[a]	Costi[b]	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	3				12.834	11		
Agip Karachaganak BV	4				2.816	12	1	
Ecofuel SpA	1	4			11	4	114	
Eni Abu Dhabi BV	5	2			44.827	21	2	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading B.V.					3.260			
Eni AEP Ltd					101			
Eni Algeria Exploration BV	9	1			98	14		
Eni Angola SpA	35	1			2.806	68		
Eni Austria GmbH	7				15	74		
Eni Deutschland GmbH	93	2			12	489	22	
Eni Finance International SA	1		79	175		2		
Eni France Sàrl	2				54	16		
Eni Fuel SpA	180	27			54	601	8	
Eni Gas & Power France SA	127				70	504		
Eni gas e luce SpA	245	9	208	250	659	1.523		(42)
Eni Hewett Ltd					64			
Eni Insurance Designated Activity Company	69	7			75	95	41	
Eni International BV	1				163	2		
Eni Lasmo PLC					527			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	25	29			20	76	158	
Eni México S. de RL de CV	14	1			178	37		
Eni Mozambique Engineering Ltd	3	3				7	67	
Eni Muara Bakau BV	46	43				11	102	
Eni North Africa BV	15	5			21	35	74	
Eni Petroleum Co. Inc.	7	2			151	15	8	
Eni Petroleum US LLC					372			
Eni Rewind SpA	25	130			847	46	293	
Eni Suisse SA	8	1				115	5	
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)					178			
Eni Trading & Shipping Inc.					480			
Eni Trading & Shipping SpA	748	1.027	771	995	2.702	2.251	4.127	(576)
Eni ULX Ltd					265			
Eni US Operating Co. Inc.					646			
Eni USA Gas Marketing Llc					1.177			
Eni Venezuela BV	4					72	127	
EniPower Mantova SpA	17	24			6	13	83	
EniPower SpA	63	74			10	94	363	
EniProgetti SpA	13	78			10	19	117	
EniServizi SpA	18	17			14	42	123	
Ieoc Production BV	29	3				74	1	
Nigerian Agip Oil Company Ltd	36				67	53		
Raffineria di Gela SpA	8	10			68	30	136	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	5	14					107	
Versalis France SAS					95			
Versalis SpA	120	16		1	150	516	76	15
Altre*	198	89			600	424	176	
	2.184	**1.619**	**1.058**	**1.421**	**76.503**	**7.366**	**6.331**	**(603)**

		31.12.2020					2020		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti e altre attività**	**Debiti e altre passività**	**Derivati attivi**	**Derivati Passivi**	**Garanzie**	**Ricavi[a]**	**Costi[b]**	**Altri proventi (oneri) operativi**
Imprese collegate e joint venture									
Angola LNG Supply Services LLC						165			
Gruppo Saipem		1	21			509	6	15	
Società EniPower Ferrara Srl		3	19			6	8	85	
Società Oleodotti Meridionali SpA - SOM SpA		3	399				20	15	
Unión Fenosa Gas SA						57	1		
Vår Energi AS		20	25			279	32	97	
Altre*		20	6			2	75	53	
		47	**470**			**1.018**	**142**	**265**	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Snam		182	209				27	1.011	
GSE - Gestore Servizi Energetici		20	21				548	236	
Gruppo Terna		20	11	1	1		9	55	8
Altre imprese a controllo statale *		7	22				12	59	
		229	**263**	**1**	**1**		**596**	**1.361**	**8**
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati			**3**					**35**	
		2.460	**2.355**	**1.059**	**1.422**	**77.521**	**8.104**	**7.992**	**(595)**

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit - ex Eni gas e luce SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni España Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit - ex Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Limited, Angola LNG Ltd e Vår Energi AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Ieoc Production BV, Eni Angola SpA, Eni México S. De R.L., Nigerian Agip Oil Company Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova Spa e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di lavorazione per la produzione di biocarburanti con Raffineria di Gela SpA rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA), Eni España Comercializadora de Gas SAU ed Eni Gas & Power France SA.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2021

		31.12.2021			2021		
Denominazione	(€ milioni)	**Crediti**	**Debiti**	**Garanzie**	**Proventi**	**Oneri**	**Derivati**
Imprese controllate							
Banque Eni SA		593					1
Eni Finance International SA		2.483	139	25.797	112	35	108
Eni Finance USA Inc				2.843	1		
Eni Fuel SpA			343		3		
Eni Global Energy Markets SpA		2.305	256	307	9		14
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA			110		1		
Eni New Energy SpA		581			2		
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)		3	2.293		8		(1)
Eni Rewind SpA		4	1.338	11	11		
Eni Trade & Biofuels SpA		75	198	986	20	1	
Eni Trading & Shipping Inc			4	143			
EniPower Mantova SpA			377			12	
EniPower SpA			1.291		2	32	
EniProgetti SpA		51	4				
Floaters SpA			62				
Ieoc SpA			58				
LNG Shipping SpA			311		1		
Raffineria di Gela SpA		290	74		1	1	
Serfactoring SpA		139	18		1		
Versalis SpA		1.322	7	22	11		
Altre*		132	187	48	19	1	(17)
		7.978	**7.070**	**30.157**	**202**	**82**	**105**
Imprese collegate e joint venture							
Damietta LNG (DLNG) SAE				99			
Altre*		29	27		1	2	
		29	**27**	**99**	**1**	**2**	**-**
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale*			2				
			2				
		8.007	**7.099**	**30.256**	**203**	**84**	**105**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2020

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020 Crediti	Debiti	Garanzie	2020 Proventi	Oneri	Derivati
Imprese controllate						
Banque Eni SA	128					
Eni Angola SpA	318			2		
Eni Finance International SA	6.915	909	25.659	153	38	(149)
Eni Finance USA Inc			3.044	1		
Eni gas e luce SpA	3	97		8		
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)		61				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	50	44		1		
Eni New Energy SpA	75			1		
Eni Rewind SpA	3	1.670	11	9		
Eni Trade & Biofuels SpA		97	31	1		
Eni Trading & Shipping Inc		4	64			
Eni Trading & Shipping SpA	11	829	800	23		2
EniPower Mantova SpA		402			13	
EniPower SpA		1.442		1	34	
EniProgetti SpA	68	10		1		
LNG Shipping SpA		270		1	2	
Raffineria di Gela SpA	212	93		1	3	
Serfactoring SpA	151	1		1		
Versalis SpA	1.268	19	21	8		1
Altre*	64	215	26	18	2	5
	9.266	**6.163**	**29.656**	**230**	**92**	**(141)**
Imprese collegate e joint venture						
Gruppo Saipem		138			4	
Altre*	35	15		1	2	
	35	**153**		**1**	**6**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre imprese a controllo statale *		5				
		5				
	9.301	**6.321**	**29.656**	**231**	**98**	**(141)**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.
I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.
I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.
Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, Impegni e rischi.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2021			31.12.2020		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.630	593	8,94	8.111	148	1,82
Altre attività finanziarie (correnti)	4.214	4.177	99,12	4.822	4.818	99,92
Crediti commerciali e altri crediti	12.992	6.362	48,97	3.756	2.260	60,17
Altre Attività (correnti)	12.851	12.546	97,63	1.322	963	72,84
Altre Attività finanziarie (non correnti)	3.257	3.237	99,39	4.355	4.335	99,54
Altre Attività (non correnti)	2.057	1.877	91,25	909	296	32,56
Passività finanziarie a breve termine	5.866	5.691	97,02	3.929	3.731	94,96
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.555	-	n.s.	1.848	120	6,49
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	383	169	44,13	423	208	49,17
Debiti commerciali e altri debiti	9.521	5.215	54,77	4.153	1.918	46,18
Altre passività (correnti)	16.305	15.139	92,85	2.615	1.550	59,27
Passività finanziarie a lungo termine	20.619	-	n.s.	20.066	789	3,93
Passività per beni in leasing a lungo termine	1.939	1.239	63,90	2.157	1.473	68,29
Altre passività (non correnti)	2.892	2.230	77,11	839	309	36,83

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2021			2020		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	38.249	19.658	51,39	18.017	7.641	42,41
Altri ricavi e proventi	474	125	26,37	405	184	45,43
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.127	14.720	44,44	18.397	7.729	42,01
Altri proventi (oneri) operativi	(2.278)	(3.538)	n.s.	(176)	(595)	n.s.
Proventi finanziari	2.049	203	9,91	2.213	231	10,44
Oneri finanziari	2.066	84	4,07	2.749	98	3,56
Strumenti finanziari derivati	(201)	105	n.s.	211	(141)	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2021	2020
Ricavi e proventi	32.773	8.102
Costi e oneri	(31.096)	(8.691)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(17.266)	735
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	18.822	(929)
Interessi	97	152
Flusso di cassa netto da attività operativa	**3.330**	**(631)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(80)	(35)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(15)	19
Variazione crediti finanziari	1.923	(469)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**1.828**	**(485)**
Variazione debiti finanziari	1.051	(493)
Rimborsi di passività per leasing	(249)	(194)
Flusso di cassa netto da attività di finanziament	**802**	**(687)**
Totale flussi finanziari erso entità correlate	**5.960**	**(1.803)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2021			2020		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	4.274	3.330	77,91	8.426	(631)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(7.408)	1.828	n.s.	(7.059)	(485)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	1.680	802	47,74	1.994	(687)	n.s.

34 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.
In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.
Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[9].
L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2021, anche tramite una pluralità di atti.
Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(9) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)(*)	5.125.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.088.384
Eni Foundation	2.653.205
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Presidio Ospedaliero "Vittorio Emanuele" di Gela	393.255
WEF - World Economic Forum	279.408
Fondazione Campagna Amica	200.000
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	149.755
Presidio Ospedaliero di Villa d'Agri "Ospedale San Pio da Pietrelcina"	114.660
Croce Rossa di Ancona, Pesaro, Chieti e Pubblica Assistenza città di Ravenna	92.250
Lebanese Armed Forces (LAF)	90.000
Atlantic Council	82.771
World Business Council for Sustainable Development	74.335
La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale	70.000
Council on Foreign Relations	62.331
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	51.147
Bruegel	50.000
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
IFRI - Institut Français des Relations Internationales	50.000
Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)	42.082
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Center for Strategic and International Studies	29.349
Global Reporting Initiative	27.500
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	23.452
Associazione CILLA Liguria	21.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Scuola materna "Sacro Cuore e Maria Ausiliatrice"	20.000
Parrocchia San Domenico Savio - Gela	20.000
Parrocchia di San Giacomo Maggiore Apostolo - Caviaga	20.000
Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara	20.000
Voluntary Principles Association (VPA)	11.339
Harvard University	10.221
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Sport Insieme Livorno ONLUS	10.000
TDS - Toscana Disabili Sport ASD	10.000
Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro	10.000

(*) L'ammontare include anche il contributo relativo al protocollo tra Eni e la regione Basilicata.

35 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2021 e 2020 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

36 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2021 e 2020 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

37 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Successivamente alla chiusura del bilancio, si evidenzia il provvedimento dell'amministrazione finanziaria italiana, nell'ambito del pacchetto di misure adottate dal Governo per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, di introdurre per il 2022 un contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive, realizzato nel semestre ottobre 2021 - marzo 2022 rispetto al corrispondente periodo 2020-2021. In considerazione dell'iter di conversione legislativa ancora in corso, della necessità di provvedimenti attuativi e necessari chiarimenti interpretativi, nonché della indisponibilità di dati completi di comparazione, ad oggi non risulta possibile effettuare una stima attendibile degli impatti.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021 di Eni SpA che chiude con l'utile di 7.674.594.670,59 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 7.674.594.670,59 euro, come segue:
  - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data. Il pagamento del saldo dividendo 2021 di 0,43 euro sarà effettuato il 25 maggio 2022, con data di stacco il 23 maggio 2022 e "record date" il 24 maggio 2022;
  - l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

Il dividendo relativo all'esercizio 2021 si determina tra acconto sul dividendo di 0,43 euro per azione deliberato, in forza della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2021, dal Consiglio di Amministrazione in data 29 luglio 2021, prelevato da riserva disponibile, e saldo dividendo di 0,43 euro per azione, prelevato dall'utile di esercizio, in 0,86 euro per azione.

17 marzo 2022

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

Lucia Calvosa

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2021.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021:
   a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
   b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

17 marzo 2022

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Allegati
2021

1 RELAZIONE SULLA GESTIONE **1**

2 BILANCIO CONSOLIDATO **212**

3 BILANCIO DI ESERCIZIO **358**

4 ALLEGATI **436**

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2021 438

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021 438

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi dell'esercizio 477

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione 480

Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 481

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato 485

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio 493

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti 500

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2021

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2021

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 Dicembre 2021, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.
Al 31 Dicembre 2021, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	**73**	**202**	**275**						
Imprese consolidate joint operation				**3**	**7**	**10**			
Partecipazioni di imprese consolidate[b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	5	33	38	25	54	79			
Valutate con il metodo del costo	5	5	10	4	26	30			
Valutate con il metodo del fair value							4	22	26
	10	**38**	**48**	**29**	**80**	**109**	**4**	**22**	**26**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllate		6	6		4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
		6	**6**		**8**	**8**			
Totale	**83**	**246**	**329**	**32**	**95**	**127**	**4**	**22**	**26**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia; b) oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 dicembre 2021, Eni controlla 5 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.
Le suddette 5 società sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni.
Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2021 sono oggetto di revisione contabile.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,96 4,37 1,83 67,84

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Bermuda) Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd(2)	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV(3)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Albania	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	31.997.266	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(2) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrain	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	3.938.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.008	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	4.000.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd(4)	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0[a]	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni RAK BV[5]	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV[5]	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.
(5) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd(6)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine Llc (in liquidazione)	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	98.419.627,51	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		
Eni Ukraine Shallow Waters BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0(a)	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(6) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(a) Azioni senza valore nominale

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd(7)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Llc "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd(8)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd(8)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(7) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.
(8) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Corridor Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA	Roma	Italia	EUR	41.233.720	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni España Comercializadora De Gas SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Mar eting

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA	Roma	Italia	EUR	22.568.759	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni4Cities SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Ecofuel SpA	100,00		P.N.
EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
EniBioCh4in Annia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Briona Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Calandre Energia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Gardilliana Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	98,00	C.I.
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Maddalena Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Medea Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	95,00 5,00	95,00	C.I.
EniBioCh4in Mortara Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	95,00 5,00	95,00	C.I.
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	98,00	C.I.
EniBioCh4in Quadruvium Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in San Benedetto Po Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Società Agricola Il Bue Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.500.000	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Vigevano Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Po' Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni Energy (Shanghai) Co Ltd (ex Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd)	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000.000	ET&B SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Llc "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast Srl	Roccabianca (PR)	Italia	EUR	18.000.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	446.050.728,65	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Asian Compounds Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	1.577.971,20	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	USD	1.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca (Brasile)	Brasile	BRL	1.000.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou (Cina)	Cina	USD	180.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur (India)	India	INR	100.000.000	Asian Compounds Ltd Finproject Asia Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai (Romania)	Romania	RON	67.730	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	100	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong (Vietnam)	Vietnam	VND	19.623.250.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City (Canada)	Canada	CAD	1.215.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Foam Creations México SA de CV	León (Messico)	Messico	MXN	19.138.165	Foam Creations (2008) Finproject SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Padanaplast America Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	70.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover (Germania)	Germania	EUR	25.000	Padanaplast Srl	100,00	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Tokoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	80,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

PLENITUDE & POWER

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
4Energia Srl	Milano	Italia	EUR	400.000	Be Power SpA	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Srl	Milano	Italia	EUR	500.000	Be Power SpA	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Be Charge Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Power SpA	Milano	Italia	EUR	698.251	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	99,19(a) 0,81	100,00	C.I.
CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Italia	EUR	101.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni gas e luce SpA Società Benefit	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	770.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eolica Lucana Srl	Milano	Italia	EUR	100.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Soc. Ben.	100,00	70,52	C.I.
Finpower Wind Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Green Energy Management Services Srl	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Italia	EUR	120.000	SER SpA CEF 3 Wind Energy	96,00 4,00	100,00	C.I.
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Italia	EUR	121.636	CEF 3 Wind Energy	100,00	100,00	C.I.
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Quota di Controllo: Eni gas e luce SpA SB 100,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Arm Wind Llp	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00		P.N.
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Hold	100,00	100,00	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria Class B	100,00		
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Soci Terzi	55,00 45,00	55,00	C.I.
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Eni gas e luce SpA SB Energías Amb. Outes	60,00 40,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy Development SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy Group Sàrl	Dudelange (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy Management SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dhamma Energy Rooftop SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energías Alternativas Eolicas Riojanas SL	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	2.008.901,71	Eni gas e luce SpA SB Desarrollos Energéticos Riojanos SL	57,50 42,50	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni gas e luce SpA SB	100,00		P.N.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energ. Austr.	100,00		
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energ. Austr.	100,00		
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energ. Austr.	100,00		
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.252.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Holding Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New Energy US Inv. Inc	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Investing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni North Sea Wind Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	18.030	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar	100,00	100,00	C.I.
Membrio Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Tebar Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Dhamma Energy SAS Soci Terzi	0,01(a) 99,99	100,00	C.I.
Zinnia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Quota di Controllo: Dhamma Energy SAS 100,00

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziari

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		P.N.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Nuova Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	334.171	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	48.205.536	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0(a)	D-Share SpA	100,00		Co.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Finance USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	281.857.871,44	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agri-Energy Srl(†)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mozambique Rovuma Venture SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	8.817.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi sland Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company Llp(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleiha Petroleum Company(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0,02	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00		
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Solenova Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1.580.000	Eni E&P Holding BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi AS(†)	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,85 30,15		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		
VIC CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi etroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mariconsult SpA(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmed SpA(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62(a)	J.O.
Damietta LNG (DLNG) SAE(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
GreenStream BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci Terzi	90,00 5,00 5,00		P.N.
SEGAS Services SAE(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	1.000.000	Damietta LNG Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	98,00 1,00 1,00	50,00	J.O.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd(†)(9)	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Percentuale pari al working interest di Eni.
(9) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 2 del TUIR.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Mar eting

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA (in liquidazione)	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA(†)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
South Italy Green Hydrogen Srl(†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	100.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoil SA(†)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	0	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrìca SpA(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	551.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Chem-invest LLP(†)	Uralsk City (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	64.194.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

PLENITUDE & POWER

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
E-Prosume Srl(†)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl Società Benefit	Seriate (BG)	Italia	EUR	11.785,71	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	45,45 54,55		P.N.
GreenIT SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	200.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	36,00 64,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	82.351.634	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	99,00 1,00		P.N.
Clarensac Solar SAS	Meyreuil (Francia)	Francia	EUR	25.000	Dhamma Energy SAS Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd(†)	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni North Sea Wind Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd(†)	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni North Sea Wind Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Enera Conseil SAS(†)	Clichy (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni G&P France SA Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Fotovoltaica Escudero SL	Valencia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	49,00 51,00		Co.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
OVO Energy (France) SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	66.666,66	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Vårgrønn AS(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società EniPower Ferrara Srl(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziari

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Saipem SpA(#)(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54(a) 2,12 67,34		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	215.000.514,83	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	8.116.660,78	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	328.901.396,67	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Obantarla Corp.	Wilmington (USA)	USA	USD	20.499.995	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
sHYp BV PBC	Wilmington (USA)	USA	USD	3.000.000	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thiozen Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	2.999.987,81	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,20
Soci Terzi 68,80

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
HEA SpA(†)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BF SpA(#)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	187.059.565	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	3,32 96,68	F.V.
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	138.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	10,57 89,43	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Norsea Gas GmbH	Friedeburg-Etzel (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Mar eting

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compañia de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	6.863.493	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôts Pétroliers de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Cambourne (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co IBN ZAHR	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,45 84,55	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 91)

4Energia Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega	Plenitude	Acquisizione
Aleria Solar SAS	Bastia	Plenitude	Acquisizione
Alpinia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Argon SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Asian Compounds Ltd	Hong Kong	Chimica	Acquisizione del controllo
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Be Charge Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Be Power SpA	Milano	Plenitude	Acquisizione
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia	Plenitude	Acquisizione
Bonete Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Brazoria County Solar Project Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Camelia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Plenitude	Acquisizione
Celtis Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Desarrollos Empresariales Illas SL	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Development SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Group Sàrl	Dudelange	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Management SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Rooftop SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Energias Alternativas Eolicas Riojanas SL	Logroño	Plenitude	Acquisizione
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Eni España Comercializadora De Gas SAU	Madrid	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Costituzione
Eni New Energy US Holding Llc	Dover	Plenitude	Costituzione
Eni New Energy US Investing Inc	Dover	Plenitude	Costituzione
Eni North Sea Wind Ltd	Londra	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza

EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Annia Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Briona Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Calandre Energia Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Gardillana Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Maddalena Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Medea Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Mortara Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Quadruvium Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in San Benedetto Po Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Società Agricola Il Bue Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Vigevano Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
Eolica Lucana Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Finpower Wind Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Finproject Asia Ltd	Hong Kong	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Singapore Pte Ltd	Singapore	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject SpA	Morrovalle	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong	Chimica	Acquisizione del controllo
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City	Chimica	Acquisizione del controllo
Foam Creations México SA de CV	León	Chimica	Acquisizione del controllo
Green Energy Management Services Srl	Roma	Plenitude	Acquisizione
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega	Plenitude	Acquisizione
Ixia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione

Krypton SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Lanas Solar SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Membrio Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Olea Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Opalo Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Padanaplast America Llc	Wilmington	Chimica	Acquisizione del controllo
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover	Chimica	Acquisizione del controllo
Padanaplast Srl	Roccabianca	Chimica	Acquisizione del controllo
Pistacia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Po' Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
POP Solar SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Plenitude	Acquisizione
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Plenitude	Acquisizione
Tebar Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Xenon SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Zinnia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 5)

Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Global Gas & LNG Portfolio	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Evolvere Smart Srl	Milano	Plenitude	Cancellazione
Llc "Eni Energhia"	Mosca	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE INCLUSE (N. 2)

SEGAS Services SAE	Damietta	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione del controllo congiunto
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione del controllo congiunto

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Modifica del joint arrangement

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

(€ migliaia)	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
Tipologia di servizi	**Società capogruppo**	**Società controllate(1)**	**Gruppo Eni**	**Società capogruppo**	**Società controllate(1)**	**Gruppo Eni**	**Società capogruppo**	**Società controllate(1)**	**Gruppo Eni**
Revisione legale dei conti	7.189	3.412	10.600	26	7.722	7.748	7.215	11.134	18.349
Servizi di attestazione	155	191	346	-	162	162	155	354	509
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	796	1.395	2.192	-	2.320	2.320	796(2)	3.715(3)	4.511
Totale corrispettivi	**8.140**	**4.998**	**13.138**	**26**	**10.204**	**10.231**	**8.167**	**15.203**	**23.369**

(1) Si intendono società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili.
(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi e alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe.
(3) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA e dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate sono relativi principalmente a: i) emissione di comfort letter, ii) procedure di verifica concordate e iii) certificazione tariffe.

Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ENI SPA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE SULLA DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO AI SENSI DELL'ART. 3, C. 10, D.LGS. 254/2016 E DELL'ART. 5 REGOLAMENTO CONSOB ADOTTATO CON DELIBERA N. 20267 DEL GENNAIO 2018

ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2021

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato (*limited assurance engagement*) della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 predisposta ai sensi dell' art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione ed approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 17 marzo 2022 (di seguito "DNF").

L'esame limitato da noi svolto non si estende alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia" della DNF, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai "*Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards*" definiti nel 2016, e successive versioni, dal *GRI - Global Reporting Initiative* (di seguito "*GRI Standards*"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuati come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili, inoltre, per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono infine responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 77852100 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 3 Tel. 035 210161 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25122 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532521 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 340737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34123 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albani 65 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 6 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio *International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information* (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB) per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 Revised (*reasonable assurance engagement*) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario inclusi nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni chiuso al 31 dicembre 2021;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
   - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
   - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
   - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

   Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF ed effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.

   In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

   Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

   - a livello di capogruppo:
     a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
     b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.

   - per i siti di Eni SpA (Raffineria di Taranto), Eni Congo SA (Sito di Mboundi), Eni US Operating Inc (Sito di Green Canyon 254), Petrobel Belayim Petroleum CO (Sito di Zohr) e Versalis France SAS (Stabilimento di Dunkerque), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato incontri di approfondimento nel corso dei quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Le nostre conclusioni sulla DNF del Gruppo Eni non si estendono alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia" della stessa, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

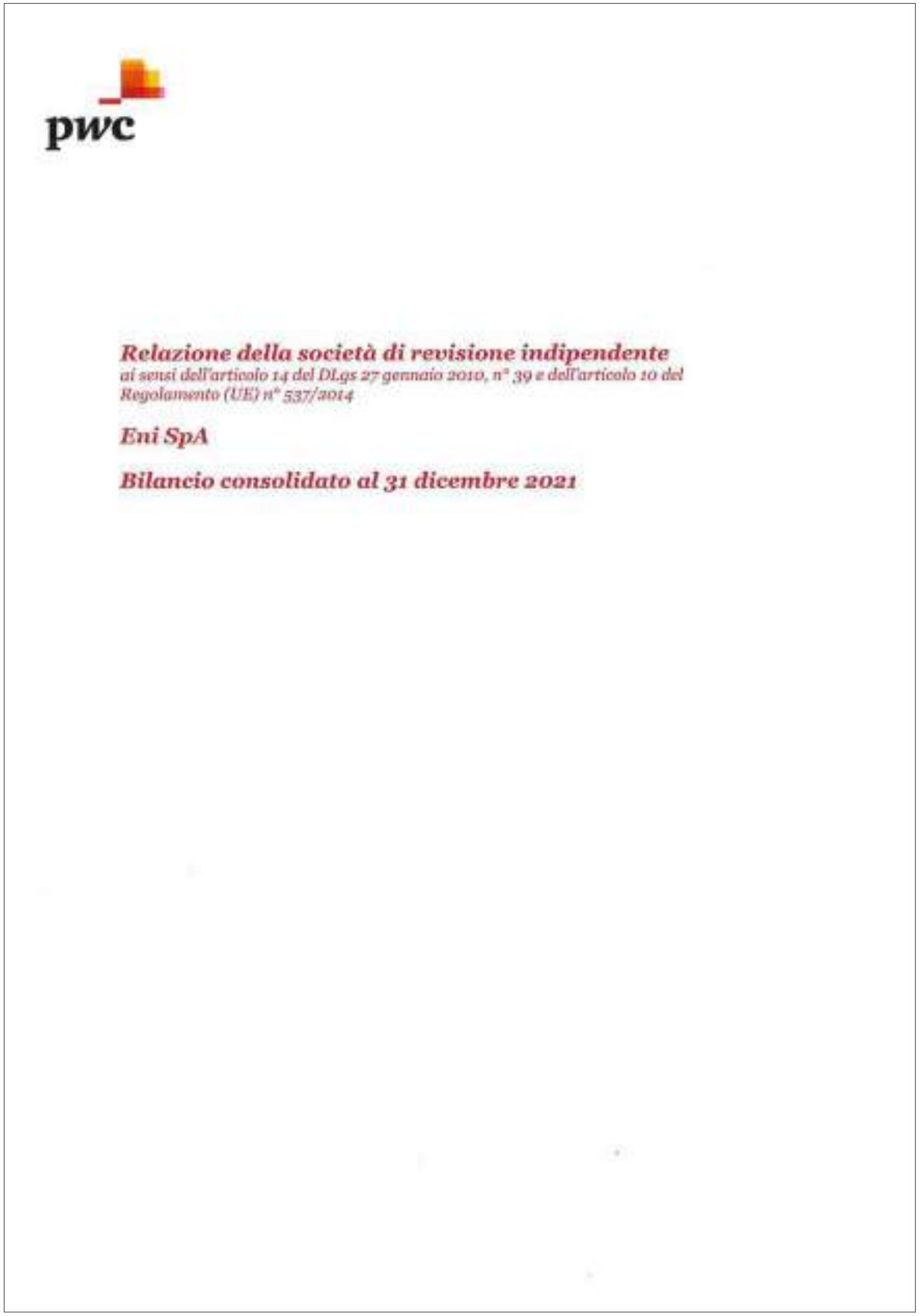
Roma, 8 aprile 2022

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

Paolo Bersani
(Procuratore)

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato



pwc

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Eni SpA

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritto al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229951 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 340737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albani 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

pwc

contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate *Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 12 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 14 "Attività immateriali", Nota 15 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing", Nota 16 "Partecipazioni" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato* Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in lessing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore *Exploration & Production* (E&P) per Euro 42.342 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 1.244 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 6.545 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.195 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 913 milioni. Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e del *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2021 ammonta ad Euro 8.580 milioni. Inoltre, il Gruppo detiene partecipazioni, operanti nel settore E&P, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto per un ammontare complessivo, al 31 dicembre 2021, pari ad Euro 2.639 milioni. L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari, delle partecipazioni operanti nel settore E&P contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e delle altre ulteriori voci di bilancio correlate. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza. Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione: (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti; (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove

dicembre 2021 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 5.976 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato sono assoggettati a impairment test, nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.
Al 31 dicembre 2021 le riprese di valore nette degli asset minerari riferiti al settore E&P, caratterizzate dal rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, sono pari ad Euro 1.244 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:
(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2022 – 2025, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21 e riaffermati dalla Cop 26 di Glasgow;
(iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
(v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dei Diritti e potenziale esplorativo e alla Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici del Gruppo che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Gruppo.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione delle quote di ammortamento.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:
(i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;
(ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti;
(iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dal Gruppo.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Valuations & Economics*, e della funzione *Enterprise Risk*

giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative; e

(vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

Management, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2022 – 2025 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della ripresa della domanda di idrocarburi post pandemia da COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima di un campione dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate nonché la coerenza delle stesse, ove applicabile, con le informazioni contenute nella Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e dei correlati rischi climatici.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli *International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

pwc

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.
Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.
Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - *European Single Electronic Format*) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio consolidato, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato è stato predisposto nel formato XHTML ed è stato marcato, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

pwc

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2021, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2021 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2021 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n.254.
Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 8 aprile 2022

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio

pwc

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Eni SpA

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio* d'esercizio della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132501 - **Bari** 70122 Via Abate Gimmo 72 Tel. 080 9640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 209631 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Giannotti 15 Tel. 055 24826[illegible] - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via del Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873482 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 340737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

pwc

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate *Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 22 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio.*	
Le voci Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 2.914 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 583 milioni. Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2021 ammonta ad Euro 2.523 milioni. L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2021 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 502 milioni. A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio sono assoggettati a impairment test, nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo. Al 31 dicembre 2021 le riprese nette degli asset minerari riferiti al settore E&P, caratterizzate dal	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza. Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione: (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti; (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato. Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la

rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, sono pari a Euro 481 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

(i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
(ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
(iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2022 – 2025, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21 e riaffermati dalla Cop 26 di Glasgow;
(iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
(v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative; e
(vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:
(i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;
(ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti;
(iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni della Società coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Valuations & Economics*, e della funzione *Enterprise Risk Management*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2022 – 2025 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della ripresa della domanda di idrocarburi post pandemia da COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;

- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/14 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

pwc

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - *European Single Electronic Format*) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio d'esercizio, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio d'esercizio alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio è stato predisposto nel formato XHTML in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2021, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2021 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2021 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 8 aprile 2022

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'Art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,
la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Giovanna Ceribelli e Marco Seracini, Sindaci effettivi nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 maggio 2020 e Marcella Caradonna Sindaco effettivo – nominato ad integrazione del Collegio Sindacale dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 12 maggio 2021 in sostituzione del Sindaco Roberto Maglio subentrato in qualità di Sindaco Supplente nel settembre 2020 al Sindaco dimissionario Mario Notari. Il Collegio è in carica fino all'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Corporate Governance; come deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni in data 23 dicembre 2020, Eni applica, a partire da gennaio 2021, il Codice di Corporate Governance, approvato dal Comitato per la Corporate Governance nel gennaio 2020 in sostituzione del Codice di Autodisciplina di luglio 2018.
Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale Società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs.17 luglio 2016, n.135.
Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2021, il Collegio si è complessivamente riunito 25 volte sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci ad una riunione ciascuno. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione consiliare. Nel 2021 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, e il Sindaco Giovanna Ceribelli ha inoltre proseguito l'attività di istruttoria individuale, avviata a dicembre 2020 con l'allora in carica Sindaco Roberto Maglio e da questi proseguita fino al termine del proprio mandato con l'Assemblea del 12 maggio 2021, sul processo di approvvigionamento e sul modello di compliance alla normativa anti-corruzione, di cui è stato successivamente riferito al Collegio e per le quali si rimanda alla successiva sezione *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*.
Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2021: i) ha partecipato nella sua interezza, o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza di cui è membro la Presidente del Collegio Sindacale; ii) ha partecipato alle specifiche iniziative di *induction* e formazione svolte per gli organi sociali.
In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Corporate Governance cui Eni ha aderito, come predetto, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 23 dicembre 2020. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio ai sensi di legge e del succitato Codice di Corporate Governance;
- ha verificato la conformità della delibera assunta dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2021, rispetto alla delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2021 ed alle normative di legge applicabili, per la distribuzione del 50% del dividendo previsionale a titolo di acconto dividendo 2021, con pagamento a settembre 2021, mediante l'utilizzo delle riserve disponibili di Eni SpA.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed in linea con le raccomandazioni del Codice

di Corporate Governance 2020, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio operato.
Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Crisci & Partners) per rafforzarne l'obiettività, ha evidenziato, nel complesso, l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio, giunto al suo secondo anno di mandato, pur in considerazione del perdurare dell'emergenza sanitaria relativa alla pandemia COVID-19. Il processo ha confermato, inoltre, l'adeguatezza della composizione del Collegio Sindacale sia in termini di esperienze, competenze e conoscenze, sia per l'impegno e il contributo fornito da ciascun membro all'interno dell'organo, anche in considerazione dell'inserimento di un nuovo Sindaco in corso d'esercizio. Confermato, altresì, l'impegno del Collegio Sindacale nella costante interazione con il Consiglio di Amministrazione e i Comitati endoconsiliari, oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate. All'efficacia e al continuo miglioramento dell'azione del Collegio hanno contribuito gli specifici programmi di *induction* e le iniziative di conoscenza dei singoli business avviati dalla Società sin dopo la nomina degli organi sociali, e proseguiti nel 2021, oltre alle attività di approfondimento effettuate dal Collegio Sindacale nell'ambito delle proprie riunioni su specifiche tematiche di controllo interno e di gestione dei processi aziendali. A questo proposito il Collegio Sindacale ha evidenziato l'utilità di proseguire tali iniziative anche in considerazione delle evoluzioni degli ambiti e modelli operativi della Società. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state inoltre ripercorse e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'avvio del programma di acquisto di azioni proprie per il 2021, per un ammontare massimo di 400 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 252 milioni, in conformità a quanto previsto dal Piano Strategico 2021-2024 e correlata remuneration policy per uno scenario di riferimento Brent pari a 65 $/bbl nel 2021, e in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021. L'Assemblea, in particolare, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 c.c., ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – azioni della Società per un numero massimo pari al 7% delle azioni ordinarie (e al 7% del capitale sociale) in cui è suddiviso il capitale sociale di Eni SpA (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio, pari allo 0,92% del capitale sociale), per un esborso complessivo fino a 1.600 milioni di euro vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile, finché le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio per un controvalore complessivo di 399,9 milioni di euro, considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'assegnazione gratuita di azioni ordinarie a dirigenti Eni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal *"Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019"* approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017, al 31 dicembre 2021 Eni SpA detiene n. 65.838.173 azioni proprie pari all'1,83% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 958 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;
- ha approfondito il progetto di Offerta Pubblica Iniziale di Eni Plenitude (il cui completamento è previsto nel 2022) e volto a creare un modello di business unico per combinare la produzione di energia da fonti rinnovabili, la vendita di energia e servizi energetici a clienti retail, e una rete capillare di punti di ricarica per veicoli elettrici;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) *"Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate"* ai principi indicati nel Regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. In particolare la MSG, emessa il 18 novembre 2010 è stata aggiornata da ultimo il 27 maggio 2021 in ragione dell'evoluzione del contesto normativo e, in particolare, delle modifiche al predetto Regolamento Consob in materia di operazioni con Parti Correlate apportate con Delibera n. 21624 del 10 dicembre 2020 e della nuova disciplina sanzionatoria introdotta dal D.Lgs. n. 49/2019, nonché tenendo conto dell'evoluzione dell'assetto organizzativo della società e dell'esperienza applicativa maturata. La nuova MSG si applica dal 1° luglio 2021, come previsto dalla citata delibera Consob. Nella riunione del 20 gennaio 2022, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le opera-

zioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale PwC ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards – IFRS – adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto, acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, inoltre, il giudizio senza rilievi sulla conformità del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di predisposizione dell'informativa finanziaria nel formato elettronico unico di comunicazione (ESEF – European Single Electronic Format). La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna, il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.
Inoltre, sempre in data odierna, la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale *foreign issuer* quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità, e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto e agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Non sono stati attribuiti a PwC incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni; inoltre, i servizi consentiti, diversi dalla revisione, sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio Sindacale non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, ricevendo aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. In particolare il Collegio Sindacale ha definito un percorso di rafforzamento e miglioramento continuo dei flussi informativi tra il Collegio stesso e la società di revisione, nell'ambito delle rispettive responsabilità e competenze, che prevede, tra l'altro, in aggiunta ai regolari incontri con i rappresentanti di PwC coinvolti nell'incarico di revisione del gruppo Eni, anche approfondimenti con i team di specialisti di PwC che concorrono alle attività di revisione, oltreché con la leadership di PwC.

Nel corso delle riunioni e dallo scambio informativo avuti con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Il Collegio Sindacale ha vigilato, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sugli impatti collegati alle modalità di lavoro "a distanza" attuate dal Revisore, con il supporto delle strutture aziendali, in conseguenza dell'emergenza sanitaria COVID-19. Nelle sezioni *"Fattori di rischio ed incertezza"* e *"Commento ai risultati economico-finanziari* della Relazione Finanziaria Annuale sono descritte le implicazioni della crisi determinata dalla diffusione pandemica del virus COVID-19 e dell'evoluzione dello scenario macroeconomico nonché le possibili conseguenze della guerra in Ucraina.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;
ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigen-

te Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali, in particolare, sono state rappresentate le analisi e le azioni implementative delle disposizioni europee in materia di tassonomia sugli investimenti sostenibili – Regolamento (UE) 2020/852 (c.d. *"Taxonomy Regulation"*) – che definiscono le condizioni per l'identificazione delle attività economiche che possono essere considerate sostenibili dal punto di vista ambientale;

iv) l'esame delle Relazioni, semestrale ed annuale, del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e, per quelle non significative rilevate, sono definite le relative azioni correttive;

v) l'esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2020 – istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale – dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;

vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:

- monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti delle attività di Risk Assessment del portafoglio complessivo dei rischi Eni per l'anno 2021. In particolare, è stato fornito un quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei Top Risk, tra cui i rischi strategici (rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica, sia in un'ottica operativa di breve termine, sia in una vista strategica di medio/lungo termine e rischi di mercato relativi, in particolare, allo scenario dei prezzi del Brent e delle altre commodity, alla contrazione della domanda/contesto competitivo e ai contratti di lungo termine di approvvigionamento Gas), i rischi Paese (rischio geopolitico, di instabilità politica e sociale e Global Security Risk nonché il Credit & Financing Risk) e i rischi esterni (rischio biologico collegato all'emergenza sanitaria del Covid-19, rischio connesso all'evoluzione della normativa del settore energy, rischio *permitting* e rischio connesso ai rapporti con gli stakeholder locali);
- approfondimento delle azioni previste nel Piano Strategico 2022-2025, con effetto di mitigazione dei principali rischi aziendali, sia di Eni sia delle diverse linee di business, anche attraverso un modello di Valutazione Integrata dei Rischi che consente di valorizzare, tra l'altro, la capacità di resilienza della Società ad uno scenario avverso rispetto ad un sub-portafoglio significativo di rischi Eni per ciascun anno del Piano Quadriennale. I rischi collegati alla Strategia e al piano operativo 2022-2025 sono altresì oggetto di continuo monitoraggio alla luce dell'evoluzione della guerra in Ucraina;
- risultanze del modello di *"Integrated Country Risk"* sviluppato con l'obiettivo di valutare il rischio complessivo dei Paesi di maggiore rilevanza in cui opera Eni, attraverso valutazioni e informazioni, sia interne all'azienda sia esterne, sui seguenti ambiti: politico, legale e regolatorio, economico e fiscale, *operational*, security e salute, ambiente e sostenibilità;

vii) l'esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno delle Management System Guideline relative agli ambiti di Compliance presidiati;

viii) gli approfondimenti svolti su specifici processi aziendali e in particolare sul processo di approvvigionamento e sul modello di compliance alla normativa anti-corruzione, anche attraverso l'istruttoria svolta dal Sindaco Giovanna Ceribelli e dal Sindaco Roberto Maglio (fino al termine del proprio mandato con l'Assemblea del 12 maggio 2021), ad esito della quale il sistema di controllo interno a presidio di tali ambiti è risultato adeguato ed efficace anche in ragione del processo di rafforzamento e miglioramento continuo e delle azioni correttive che la Società mette in atto a fronte dei rilievi riscontrati dalle attività di verifica e monitoraggio poste in essere dalle funzioni di compliance e di business, dall'Internal Audit nonché dal revisore legale;

ix) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla funzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che, sulla base di quanto rilevato, *"non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere nel suo complesso non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni"*;

x) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri Stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla funzione Affari Legali secondo la sistematicità, che il Collegio ritiene tempestiva, prevista dalla normativa aziendale;

xi) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione *"Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della Società di revisione"* della presente Relazione;

xii) gli scambi informativi, sia documentali che mediante incontri, con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management sul funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi anche con riferimento all'indi-

viduazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;

xiii) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno reso opportuno, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;

xiv) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/2001, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- il procedimento relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane in merito al quale, in data 17 marzo 2021, il Tribunale di Milano ha pronunciato la sentenza di assoluzione con formula piena perché il fatto non sussiste, nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, e di funzionari ed ex funzionari di Eni coinvolti nel procedimento. Le motivazioni della sentenza sono state depositate il 9 giugno 2021 e il successivo 29 luglio è stato presentato appello avverso la sentenza di assoluzione di primo grado. L'udienza di appello è stata fissata per il giorno 19 luglio 2022;
- le indagini in corso da parte della Procura della Repubblica di Milano che coinvolgono, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, dipendenti ed ex dipendenti di Eni per diverse ipotesi di reato, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. Eni, indagata ai sensi dell'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001, si è costituita persona offesa nell'ambito del procedimento. Risultano altresì coinvolti nelle indagini la Società controllata Eni Trading & Shipping SpA, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, posta in liquidazione volontaria con delibera del CdA di Eni di luglio 2020 ed efficacia dal 1° gennaio 2021, ed alcuni suoi ex dipendenti. Il Collegio Sindacale ha vigilato costantemente sugli sviluppi del procedimento e, in particolare, sulle iniziative di rafforzamento adottate da Eni con riferimento al processo di *legal procurement* e al processo di trading interessati dalle vicende oggetto di indagine. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica effettuate nel tempo sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob, che il Collegio ha aggiornato in relazione alla propria attività di vigilanza. Per quanto attiene ai più recenti sviluppi processuali, in data 10 dicembre 2021 si è avuta notizia della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di dodici persone fisiche e cinque società. Eni SpA e gli attuali dipendenti Eni, con la sola eccezione di un dirigente dell'ufficio legale, non compaiono nell'atto, funzionale ad una richiesta di rinvio a giudizio, risultando quindi estranei alle contestazioni. Il Collegio Sindacale sta continuando a monitorare l'evoluzione del procedimento attraverso la costante interlocuzione con la funzione legale della Società e la vigilanza sulle iniziative avviate anche in base alle evidenze rivenienti dall'Autorità Giudiziaria, al fine di poter esprimere ulteriori valutazioni relativamente ai diversi aspetti della vicenda in oggetto per quanto attiene, in particolare, al funzionamento del generale sistema di controllo interno.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale, tenuto anche conto del contesto derivante dal perdurare dell'emergenza sanitaria collegata al COVID-19, verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e, più in generale, del Risk Management Integrato, così come previsto dall'art. 14 del codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia per quanto detto in precedenza per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della Società, di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura *"Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"*, da ultimo il 17 aprile 2020. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni, inoltrate da persone Eni o da terzi, anche in forma confidenziale o anonima, afferenti il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti riferibili a persone di Eni posti in essere in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 per le società italiane, o Modelli di Compliance per le controllate estere, comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della Società o frodi). La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, costituisce un allegato della Management System Guideline sul "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" e fa parte, altresì, degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline "Anti-Corruzione". La procedura risponde, inoltre, agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa non finanziaria (Direttiva UE n. 95/2014 sulla disclosure delle informazioni di carattere non finanziario, attuata con D.Lgs. n. 254/2016). A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2021 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti

effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2021 si rileva che, nel corso dell'esercizio, sono stati aperti n. 73 fascicoli di segnalazioni (74 nel 2020). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit nel corso del 2021 sono stati chiusi n. 74 fascicoli (73 nel 2020). In particolare, relativamente ai 74 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2021, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 23 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (22 nel 2020), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi o valutazioni disciplinari. Per i restanti 51 fascicoli (51 nel 2020) gli accertamenti condotti, fermi restando i limiti propri delle attività di Internal Audit e dei relativi strumenti a disposizione, non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati e per 21 di essi (32 nel 2020) sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi o valutazioni disciplinari. Al 31 dicembre 2021, restavano aperti n. 15 fascicoli (16 al 31 dicembre 2020). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa. In tale ambito il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza della struttura organizzativa in coerenza con la strategia di decarbonizzazione e la trasformazione in atto.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2021, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*, relativamente ai principali procedimenti giudiziari che interessano la Società anche per i profili di cui al D.Lgs. 231/2001, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.
Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successivamente modificato con delibera n. 21028 del 3 settembre 2019), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2021, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria, rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile.
Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio, il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

8 aprile 2022

Rosalba Casiraghi

Enrico Maria Bignami

Marcella Caradonna

Giovanna Ceribelli

Marco Seracini

Eni SpA

Sede Legale
Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2021: € 4.005.358.876,00 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Altre Sedi
Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia
Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti
eni.com
+39-0659821
800940924
segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252051929
e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione
K-Change - Roma

Stampa
Tipografia Facciotti - Roma

Eni SpA
Chief Financial Officer
Francesco Gattei

FSC
MISTO
FSC® C105388

Stampato su carta Burgo Selena Green