

Eni
Relazione
Finanziaria
Annuale
2018



PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2018	2017	2016
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	75.822	66.919	55.762
Utile (perdita) operativo		9.983	8.012	2.157
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		11.240	5.803	2.315
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		4.583	2.379	(340)
Utile (perdita) netto ^(b)		4.126	3.374	(1.051)
Utile (perdita) netto - discontinued operations ^(b)				(413)
Utile (perdita) netto di Gruppo ^(b) (continuing e discontinued operations)		4.126	3.374	(1.464)
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.647	10.117	7.673
Investimenti tecnici		9.119	8.681	9.180
di cui: ricerca esplorativa		463	442	417
sviluppo riserve di idrocarburi		6.506	7.236	7.770
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)		2.989	2.881	2.881
Dividendi pagati nell'esercizio		2.954	2.880	2.881
Totale attività a fine periodo		118.373	114.928	124.545
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		51.073	48.079	53.086
Indebitamento finanziario netto		8.289	10.916	14.776
Capitale investito netto		59.362	58.995	67.862
di cui: Exploration & Production		50.358	49.801	57.910
Gas & Power		3.143	3.394	4.100
Refining & Marketing e Chimica		7.371	7.440	6.981
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,8	13,8	15,5
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.601,1	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa ^(d)	(€ miliardi)	50	50	56

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) L'importo 2018 (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

		2018	2017	2016
Utile (perdita) netto				
- per azione ^(a)	(€)	1,15	0,94	(0,29)
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	2,72	2,12	(0,65)
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione ^(a)	(€)	1,27	0,66	(0,09)
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	3,00	1,49	(0,20)
Cash flow				
- per azione ^(a)	(€)	3,79	2,81	2,13
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	8,95	6,35	4,72
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	8,5	4,7	0,2
Leverage		16	23	28
Gearing		14	18	22
Coverage		10,3	6,5	2,4
Current ratio		1,4	1,5	1,4
Debt coverage		164,6	92,7	51,9
Net Debt/EBITDA adjusted		45,2	80,6	144,7
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,83	0,80	0,80
Total Share Return (TSR)	(%)	4,8	(5,6)	19,2
Pay-out		72	85	(197)
Dividend yield ^(c)		5,9	5,7	5,4

(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)	2018	2017	2016
Exploration & Production		11.645	11.970	12.494
Gas & Power		3.040	4.313	4.261
Refining & Marketing e Chimica		11.136	10.916	10.858
Corporate e altre attività		5.880	5.735	5.923
Gruppo		31.701	32.934	33.536

INNOVAZIONE

		2018	2017	2016
Spesa in R&S	(€ milioni)	197	185	161
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	43	27	40

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

		2018	2017	2016
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,35	0,33	0,35
di cui: Exploration & Production		0,30	0,28	0,34
dipendenti		0,29	0,23	0,34
contrattisti		0,30	0,30	0,34
Gas & Power		0,56	0,37	0,29
dipendenti		0,34	0,45	0,28
contrattisti		0,99	0,23	0,31
Refining & Marketing e Chimica		0,56	0,62	0,38
dipendenti		0,49	0,56	0,44
contrattisti		0,62	0,69	0,32
Corporate e altre attività		0,53	0,41	0,50
dipendenti		0,55	0,21	0,40
contrattisti		0,48	1,00	0,76
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	43,35	43,15	42,15
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		33,89	33,03	32,39
CO ₂ equivalente da flaring		6,26	6,83	5,40
CO ₂ equivalente da venting		2,12	2,15	2,35
CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano		1,08	1,14	2,01
Emissioni dirette di GHG - Exploration & Production		24,06	24,02	22,46
Emissioni dirette di GHG - Gas & Power		11,08	11,30	11,17
Emissioni dirette di GHG - Refining & Marketing e Chimica		8,19	7,82	8,50
Volume di idrocarburi inviati a flaring - upstream	(miliardi di metri cubi)	1,9	2,3	1,9
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.362	6.559	5.913
di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo operativi		3.697	3.236	4.682
		2.665	3.323	1.231
% di acqua di formazione reiniettata - upstream	(%)	60	59	58
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda	(milioni di metri cubi)	4,8	4,2	3,2
% acqua di falda utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata rispetto al totale acqua di falda trattata	(%)	21	21	17
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	19,3	16,1	13,5
% rifiuti recuperati rispetto ai rifiuti recuperabili (Syndial)	(%)	58	48	30

DATI OPERATIVI

		2018	2017	2016
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.851	1.816	1.759
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.153	6.990	7.490
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	10,5	11,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	100	103	193
Profit per boe ^(a)	(\$/boe)	9,3	8,7	2,0
Opex per boe ^(b)		6,8	6,6	6,2
Finding & Development cost per boe ^(c)		10,4	10,4	13,2
GAS & POWER				
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	76,71	80,83	86,31
di cui: in Italia		39,03	37,43	38,43
internazionali		37,68	43,40	47,88
Vendite GNL		10,3	8,3	8,1
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	4,7	4,7	4,7
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	21,62	22,42	21,78
Vendite di energia elettrica		37,07	35,33	37,05
REFINING & MARKETING E CHIMICA				
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,39	8,54	8,59
Quota di mercato Rete in Italia	(%)	24,0	24,3	24,3
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.448	5.544	5.622
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	23,23	24,02	24,52
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.776	1.783	1.742
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	548	548	548
Capacità delle bioraffinerie	(migliaia di tonnellate/anno)	360	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	219	206	191
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	9.483	8.955	8.809
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	76	73	72

(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.

Indice

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

Attività	2
Modello di business	4
Approccio responsabile e sostenibile	5
Lettera agli azionisti	7
Eni in sintesi	12
Attività di stakeholder engagement	14
Scenario e Strategia	16
Risk Management Integrato	20
Governance	24
Andamento operativo	
Exploration & Production	30
Gas & Power	50
Refining & Marketing e Chimica	55
Corporate e altre attività	61
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	63
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	87
Fattori di rischio e incertezza	95
Evoluzione prevedibile della gestione	109
Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)	110
Altre informazioni	140
Glossario	141

143 | BILANCIO CONSOLIDATO

265 | BILANCIO DI ESERCIZIO

343 | ALLEGATI

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2018

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, 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 rischio 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.

Assemblea ordinaria degli azionisti del 14 maggio 2019.

L'estratto dell'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore" e "Financial Times" del 5 aprile 2019.

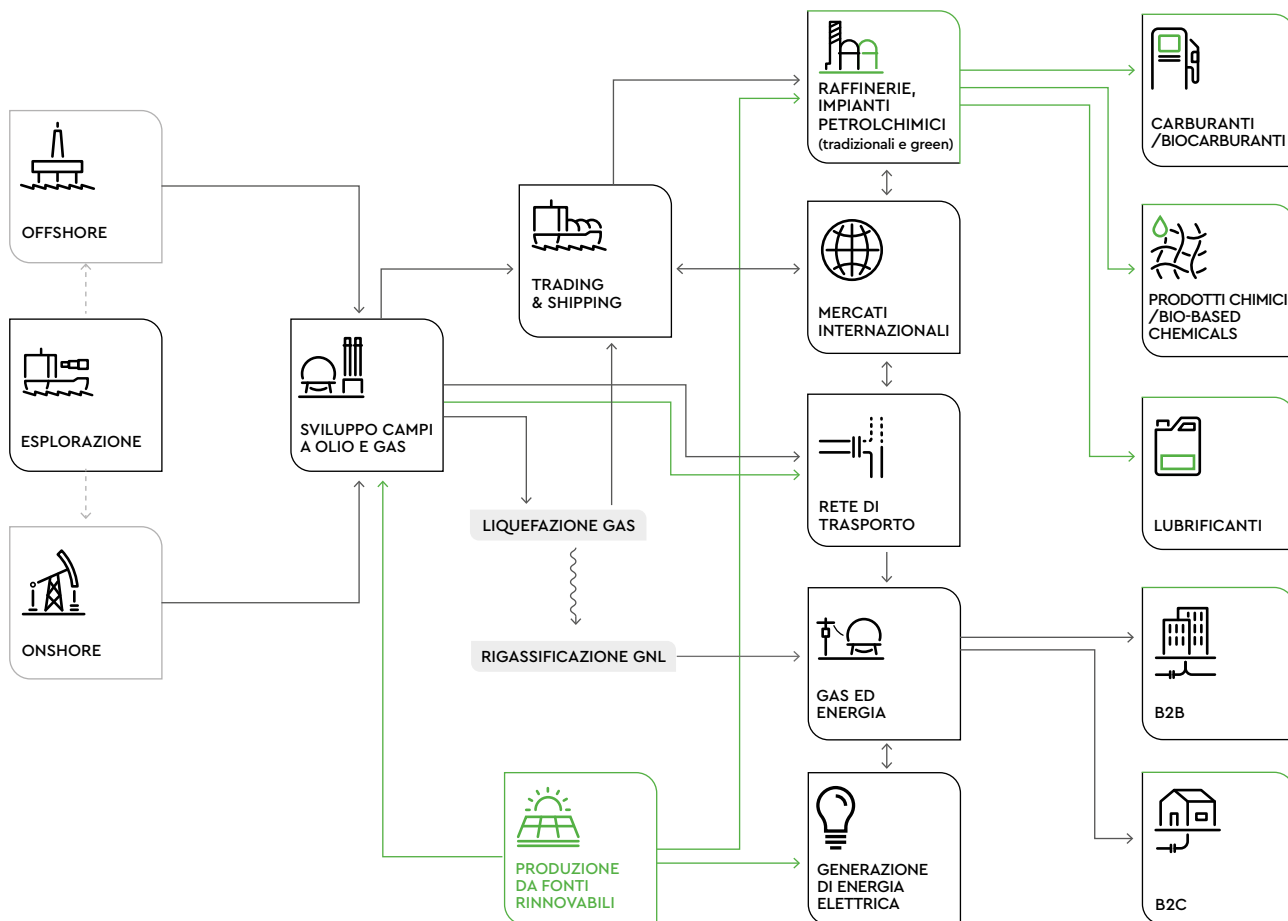
Mission

Siamo un'impresa dell'energia.
Lavoriamo per costruire un futuro
in cui tutti possano accedere
alle risorse energetiche
in maniera efficiente e sostenibile.
Fondiamo il nostro lavoro
sulla passione e l'innovazione.
Sulla forza e lo sviluppo
delle nostre competenze.
Sul valore della persona,
riconoscendo la diversità come risorsa.
Crediamo nella partnership di lungo termine
con i Paesi e le comunità che ci ospitano.

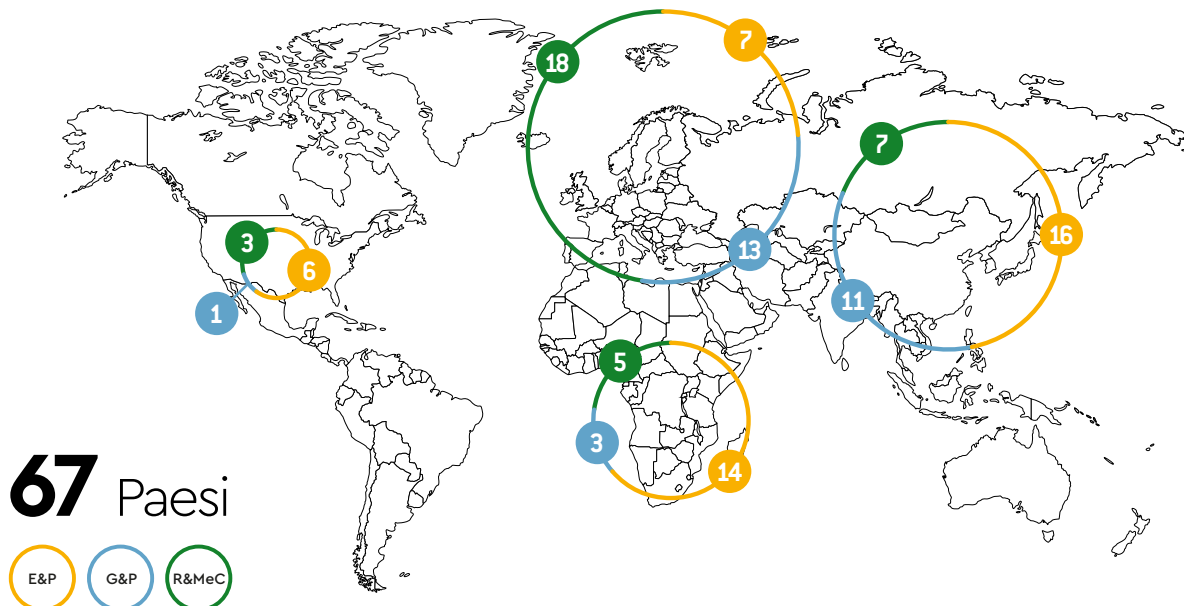
ATTIVITÀ

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Emirati Arabi Uniti, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Oman, Kazakhstan, Regno Unito e Stati Uniti, per complessivi 43 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 NEL MONDO



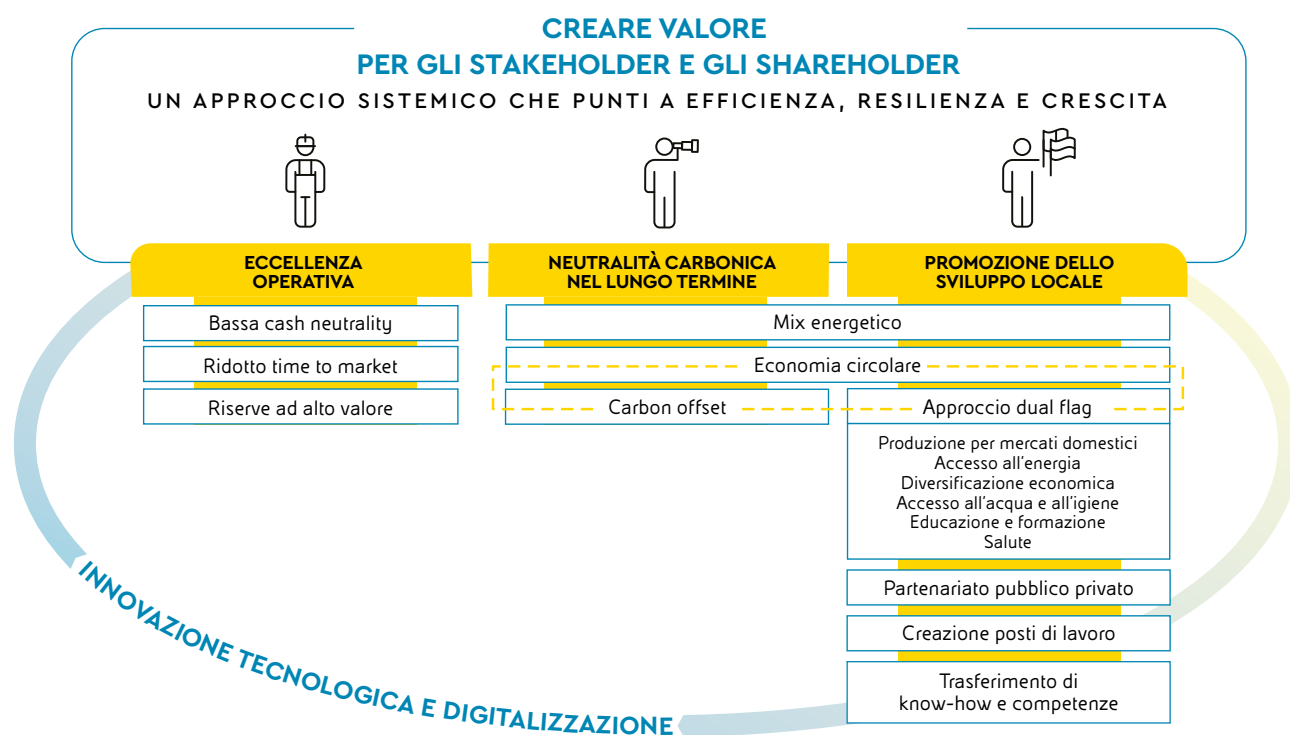
MODELLO DI BUSINESS

Il Modello di business di Eni è volto alla creazione di valore per gli stakeholder e gli shareholder. Eni riconosce che la principale sfida del proprio settore è l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti, contrastando il cambiamento climatico. Questa sfida determinerà nuovi paradigmi di sviluppo che andranno ad impattare sui modelli di consumo, di offerta e sui processi industriali.

In questo quadro di riferimento, Eni ha adottato un approccio sistemico che punti all'efficienza, alla resilienza e alla crescita,

che integri organicamente la sostenibilità per renderla business, che inglobi i trend emergenti di decarbonizzazione e sviluppo inclusivo, sposandoli nel proprio piano industriale e nel modello operativo. Eni perciò adotta un modello di business, alimentato dall'applicazione delle proprie tecnologie innovative e dal processo di digitalizzazione, che si basa sui seguenti pilastri:

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



Efficienza e integrazione sono i driver strategici che guidano il business di Eni verso **un'eccellenza operativa**. Questo porta al raggiungimento di cash neutrality basse, ad un ridotto time to market e ad un portafoglio di risorse ad alto valore, resiliente anche a scenari low carbon. L'eccellenza del modello operativo si caratterizza inoltre in un impegno costante nel minimizzare i rischi e nel creare opportunità lungo l'intero ciclo delle attività attraverso la valorizzazione delle persone, la salvaguardia della salute e della sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.

In secondo luogo, il modello di business prevede un percorso di decarbonizzazione che ha l'ambizione di portare l'azienda ad essere **"carbon neutral"** nel lungo termine, puntando alla massimizzazione dell'efficienza e alla riduzione delle emissioni dirette compensando le emissioni residue, promuovendo al contempo un mix energetico a basso impatto carbonico. Nel lungo termine Eni supporta un cambio di paradigma energetico ed una conversione dell'attuale modello di

consumo verso uno più sostenibile e razionale, che sfrutti i principi dell'economia circolare, portando avanti sin da ora un percorso di conversione che sfrutti le proprie competenze ed il proprio posizionamento nel downstream.

La terza leva del modello di business consiste nella **promozione dello sviluppo locale** nei Paesi di presenza. Ciò è possibile, in primis, destinando la propria produzione di gas al mercato locale, favorendo l'accesso all'elettricità, ma anche attraverso la 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, 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.

APPROCCIO RESPONSABILE E SOSTENIBILE

L'approccio responsabile e sostenibile rappresenta per Eni la logica per la creazione di valore nel medio e lungo termine per l'azienda e per tutti gli stakeholder coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale. Tale approccio è fondamentale per operare nel complesso contesto attuale e per rispondere alla sfida cruciale del settore energetico: la transizione verso un futuro low carbon e l'accesso alle risorse energetiche per una popolazione

mondiale in crescita. I 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 (SDGs – Sustainable Development Goals), promossi dalle Nazioni Unite, sono un quadro di riferimento per Eni per indirizzare le attività e cogliere nuove opportunità di business, anche in partnership con diverse organizzazioni nazionali ed internazionali per condividere conoscenze e risorse e contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo.

	IMPEGNI	PERFORMANCE	OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE
MODELLO PER L'ECCCELLENZA OPERATIVA	PERSONE Eni si concentra sulla crescita, la valorizzazione e la formazione delle proprie persone, riconoscendo la diversità come risorsa	31.701 dipendenti in servizio a fine periodo 23,3% donne - Oltre 1 milione di ore di formazione (+5% vs. 2017)	   
	SICUREZZA Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra dipendenti, contrattisti e comunità locali	- TRIR 0,35 - TRIR -51% vs. 2014	  
	RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI 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	87% riutilizzo delle acque dolci -2% prelievi di acqua dolce vs. 2017 - Rifiuti recuperati pari al 40% dei rifiuti smaltiti da attività produttive -20% oil spill operativi vs. 2017 60% reiniezione delle acque di formazione	    
	DIRITTI UMANI Eni si impegna a rispettare i diritti umani nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto verso partner e stakeholder	- Pubblicata Dichiarazione Eni sul rispetto dei Diritti Umani 91% dipendenti con formazione sui Diritti Umani 90% contratti di security con clausole sui Diritti Umani 100% nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	   
	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^(a) dal 2015 8 Paesi in cui Eni supporta l'EITI Multistakeholder group 32 audit con verifiche anti-corruzione	  
PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO Eni ha definito la strategia di decarbonizzazione integrata nel proprio modello di business, che si sviluppa in azioni di breve, medio e lungo termine per favorire la transizione energetica	-20% indice di emissione upstream per barile prodotto vs. 2014 -16% volume di idrocarburi inviato a flaring di processo vs. 2014 -66% emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014 - Net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream valorizzate in equity al 2030	    
PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE: MODELLO DI COOPERAZIONE	SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE A supporto dello sviluppo locale Eni promuove interventi di accesso all'energia, diversificazione economica, educazione e formazione, accesso all'acqua e all'igiene, salute anche attraverso partnership pubblico private	€94,8 milioni per il Community Investment - Siglata partnership con UNDP e FAO	       
	INNOVAZIONE TECNOLOGICA Eni investe in nuove soluzioni che possano aumentare l'efficienza e la sostenibilità delle attività, abbattendone costi e l'impatto ambientale	- Investiti €197 milioni per la ricerca e lo sviluppo tecnologico (+7% vs. 2017) 43 domande di primo deposito brevettuale di cui 13 depositi sulle fonti rinnovabili	    

(a) Extractive Industries Transparency Initiative: iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo.

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 2018 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.

THE GLOBAL GOAL

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.



LETTERA AGLI AZIONISTI



EMMA MARCEGAGLIA
Presidente



CLAUDIO DESCALZI
Amministratore Delegato

I risultati di Eni nel 2018 sono stati eccellenti sia nell'ottimizzazione del portafoglio esistente, sia nel suo potenziamento per il futuro. Alla base di questi successi il processo di profonda trasformazione della società avviato nel 2014 grazie al quale oggi Eni, dopo gli anni del downturn petrolifero, è sostenibile finanziariamente e resiliente alla volatilità dello scenario come mai nel passato.

Diversi sono stati i driver di tale trasformazione, quali l'esplorazione di successo che con la strategia di "dual exploration" ha consentito la monetizzazione anticipata delle scoperte, l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve d'idrocarburi, l'efficienza delle operations, la riduzione del breakeven nei business downstream e la disciplina finanziaria nello spending.

Gli effetti sono stati moltiplicati dalla massimizzazione dell'integrazione tra i business per cogliere sinergie e opportunità di crescita e dal nostro impegno nella promozione dello sviluppo locale e nella tutela dell'ambiente. Alla base di tutto questo ci sono i nostri asset intangibili: tecnologie, competenze e know-how. Con queste leve non solo abbiamo ottimizzato il portafoglio esistente, ma abbiamo attuato anche una strategia di diversificazione geografica e di migliore bilanciamento del portafoglio lungo la catena del valore attraverso una forte espansione in Medio Oriente dove nel giro di pochi mesi abbiamo costituito un hub di attività upstream d'eccellenza e acquisito una capacità di raffinazione con grandi prospettive di redditività realizzando una Joint Venture strategica con ADNOC la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi.

In questi anni grazie alla rigorosa implementazione delle nostre linee guida strategiche siamo stati in grado di coniugare crescita, ritorni e solidità patrimoniale: nel 2018 abbiamo raggiunto il livello produttivo record di 1,85 milioni di boe/giorno, con una cash neutrality di 52 \$/barile per la copertura dei capex e del dividendo rispetto alla baseline 2014 di 114 \$/barile. Nel contempo abbiamo ridotto l'indebitamento finanziario netto a €8,3 miliardi, con un leverage di 0,16 al minimo degli ultimi dodici anni e uno dei migliori dell'industria, dopo aver distribuito nel quinquennio dividendi per cassa pari a €16,2 miliardi nel contesto di uno scenario petrolifero sfidante.

In questi anni, il motore di crescita e di generazione di cassa della E&P è stato innanzitutto l'esplorazione. Per il quarto anno consecutivo Eni si è qualificata migliore società esplorativa del settore, a dimostrazione dell'eccellenza delle nostre scoperte e della validità della strategia di "dual exploration model", che prevede l'ingresso negli asset esplorativi con elevati working interest per monetizzare celermente le risorse attraverso la diluizione della partecipazione, mantenendo l'operatorship delle iniziative. Dal 2013 a oggi il dual exploration model ha consentito a Eni di incassare oltre \$10 miliardi relativi in particolare alla diluizione della quota di partecipazione nei megaprogetti a gas di Zohr in Egitto e Area 4 in Mozambico. Grazie al dual exploration model sono state realizzate alleanze strategiche come quelle definite dagli accordi firmati a marzo 2018 per la cessione del 10% in Zohr ed il contestuale acquisto da parte di Eni di interessenze nei Concession Agreement in produzione Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%) nell'offshore degli Emirati Arabi Uniti. Dal 2014 a oggi abbiamo scoperto circa 5 miliardi di boe; in particolare nel 2018 abbiamo aggiunto 620 milioni di

boe di nuove risorse a costi competitivi. Inoltre sempre nel quinquennio abbiamo rimpiazzato con riserve proved oltre il 130% della produzione cumulata del periodo.

L'altro driver di crescita è stato il rafforzamento del portafoglio della nostra E&P in vista della diversificazione geografica, a partire dalla creazione di una forte presenza in Medio Oriente attraverso alleanze strategiche come quella in Abu Dhabi rafforzata con l'assegnazione a Eni del 25% nella concessione offshore di Ghasha, un megaprogetto a gas di cui assumeremo la leadership tecnica con avvio previsto a fine piano e target produttivo di 1,5 bcf/g. Abbiamo potenziato la piattaforma produttiva in Norvegia con la fusione tra la nostra consociata Eni Norge e Point Resources, che ha dato vita alla joint venture Vår Energi (quota Eni 69,6%), società indipendente leader nell'upstream in Norvegia con un target produttivo di 250 mila boe/giorno atteso nel 2023. Anche il reloading del portafoglio esplorativo è stato attuato nell'ambito della strategia di espansione internazionale, puntando ad asset materiali a elevata equity localizzati in aree strategiche: innanzitutto in Medio Oriente dove abbiamo acquisito sette nuove aree esplorative per un totale di circa 70 mila km² di nuova superficie a elevato potenziale e rischio contenuto, segnatamente in Abu Dhabi dove sono stati assegnati i Blocchi 1/2 nell'offshore che promettono sinergie con il progetto Ghasha, nell'onshore dell'Oman con la firma dell'EPSA relativo al Blocco 47, nell'emirato di Sharjah dove siamo entrati in tre blocchi onshore e nel Regno del Bahrain con l'acquisizione del Blocco 1 in un bacino offshore inesplorato. Nel 2018 altri asset esplorativi di grande interesse sono stati acquisiti in Libano, Messico, Alaska, Marocco, Indonesia e Mozambico dove sono stati assegnati a Eni i diritti su di un'area offshore di 5 mila km², bilanciando tali acquisizioni con lo swap di licenze esplorative in Messico con Lukoil (farm-in del 40% del PSC di Area 12) e la diluizione dell'interest nel blocco esplorativo offshore Nour in Egitto (45% a BP/Mubadala).

Nel 2018 la produzione ha stabilito un nuovo record a 1,85 milioni di boe/giorno (+2,5% vs. 2017 a prezzi costanti) grazie ai cinque start-up programmati – Wafa compression e Bahr Essalam fase 2 in Libia, OCTP fase gas in Ghana e Ochigufu e Vandumbu in Angola –, al raggiungimento del record produttivo in Iraq e soprattutto grazie allo straordinario successo nel ramp-up di Zohr dove abbiamo conseguito il primo target produttivo di oltre 2,1 bcf/g con nove mesi di anticipo rispetto ai programmi e abbiamo rivisto al rialzo l'obiettivo a 3,2 bcf/g. Complessivamente gli avvii e i ramp-up del 2018 hanno contribuito con 300 mila boe/giorno al plateau dell'esercizio. La crescita futura sarà sostenuta dalle sei decisioni finali d'investimento prese nell'anno relative ai progetti di Area 1 in Messico per la messa in produzione di 2,1 miliardi di boe in posto, Merakes in Indonesia in sinergia con il campo in produzione di Jangkrik, Cassiopea in Italia, Baltim South West in Egitto, Nenè fase 2 in Congo e Cabaca in Angola. Infine registriamo progressi fondamentali verso la decisione finale d'investimento relativa alla prima fase del megaprogetto Rovuma LNG che include la progettazione e costruzione di due treni di liquefazione del gas naturale da 7,6 milioni di tonnellate di GNL/anno ciascuno, grazie agli impegni d'acquisto di lungo termine del GNL ottenuti dai partner di Area 4.

I risultati dello sviluppo sono il frutto della nostra strategia di riduzione del time-to-market delle riserve basata sulla parallelizzazione dei diversi stadi del progetto (esplorazione, attività pre-fid e costruzione), il controllo dei rischi di progetto attraverso l'insourcing delle fasi critiche (quali l'ingegneria di dettaglio, la supervisione della costruzione e il commissioning) e l'approccio per fasi che consente di ridurre il capitale inattivo e l'esposizione finanziaria.

Grazie alle nuove scoperte e all'avanzamento nello sviluppo abbiamo rimpiazzato nel 2018 con nuove riserve certe organiche il 100% della produzione; su base all sources l'indice sale al 124%, mentre la media organica triennale è del 131%. A fine anno le riserve certe sono 7,2 miliardi di boe pari a un life index di 11 anni.

L'efficacia dello sviluppo realizzata attraverso un ridotto time-to-market e un approccio per fasi, unitamente al controllo dei costi hanno consentito di ridurre il breakeven dei progetti Eni in esecuzione complessivamente a 25 \$/boe.

L'utile operativo adjusted E&P del 2018 è stato €10,85 miliardi, oltre il doppio del 2017 in presenza di un aumento del Brent del 31%. La crescente incidenza di produzioni a maggiore valore ha consentito di generare \$22,5 di cassa per barile e di conseguire in anticipo il target rispetto alla guidance del 2022.

Tutto il comparto downstream ha registrato risultati solidi, frutto del processo di turnaround implementato in questi cinque anni, che ha reso tali business sostenibili anche in presenza di scenari sfavorevoli.

G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €0,54 miliardi pari a oltre il doppio vs. il 2017 e in significativo aumento rispetto alla guidance comunicata al mercato. I driver di tale performance sono stati la ristrutturazione del portafoglio contratti long-term in grado di generare valore grazie alle flessibilità ad esso associate, le ottimizzazioni nel business power, nel trading e nella logistica e, soprattutto, la crescita del business GNL che ha raggiunto 8,8 MTPA di volumi contrattati (+70% vs. 2017). Lungo tutta la catena del valore abbiamo fatto leva sull'integrazione con l'upstream contribuendo ad accelerare le decisioni finali d'investimento dei progetti di sviluppo delle riserve gas. Importante anche il risultato del business retail ottenuto grazie alla valorizzazione del portafoglio clienti Europa cresciuto a 9,2 milioni di unità, all'efficienza della macchina operativa, alla digitalizzazione e automazione delle attività post vendita e al controllo del circolante.

Nel downstream petrolifero il principale driver del turnaround di questi anni è stata l'innovazione tecnologica grazie alla quale Eni è stata in grado di rilanciare siti produttivi strutturalmente deboli, riducendo l'esposizione alla volatilità del

costo della carica petrolifera. Inoltre da oggi si apre una nuova fase di crescita per la nostra raffinazione grazie all'acquisizione strategica del 20% della raffineria di Ruwais in Abu Dhabi del valore di \$3,3 miliardi, che ci dà accesso a una delle migliori opportunità di espansione presente sul mercato in termini di efficienza e redditività. L'acquisizione consente di incrementare di circa il 35% la nostra capacità di raffinazione e di migliorare in misura significativa le prospettive di redditività riducendo il margine di breakeven da 3 \$/barile a 2,7 \$/barile dal 2020 e fino a 1,5 \$/barile al completamento dei progetti di upgrading della raffineria, portando la capacità di conversione a circa 1,1 milioni di barili/giorno al 2023. Ulteriore valore sarà estratto grazie alla costituzione con i partner della raffineria di una joint venture di trading con l'obiettivo di cogliere opportunità commerciali in Europa, Medio ed Estremo Oriente ed Africa.

Nel 2018, nonostante lo scenario sfavorevole, R&M ha conseguito un utile operativo adjusted di €390 milioni e un surplus di cassa dopo aver finanziato i capex dell'esercizio, grazie agli eccellenti risultati del marketing, al contributo dei margini delle lavorazioni "green" e alle azioni di ottimizzazione e flessibilizzazione delle cariche.

Anche in Versalis la leva tecnologica è stata il driver della creazione di valore con lo sviluppo del business green chemicals e delle specialties che hanno consentito di ridurre il peso in portafoglio delle commodity plastiche, esposte alla volatilità del ciclo. In tale ambito, nel 2018 è stata avviata la nuova unità di produzione di elastomeri EPDM di alta gamma destinati all'industria automobilistica, finalizzata l'acquisizione delle attività del gruppo Mossi & Ghisolfi relative a tecnologie e processi biochimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili da biomasse e la costituzione della joint venture con Mazrui Energy Services in Medio Oriente per la commercializzazione di prodotti specialistici per l'industria Oil & Gas a tecnologia Versalis. Nel 2018, in uno scenario particolarmente sfavorevole per la petrolchimica, Versalis grazie alla ristrutturazione del business ha conseguito un risultato sostanzialmente a breakeven.

L'integrazione è alla base dello sviluppo del business delle energie rinnovabili gestito dalla divisione New Energy Solutions che nel 2018 ha completato e messo in marcia tre impianti fotovoltaici (Assemini in Sardegna, un'unità a Gela e una presso il Green Data Center) nell'ambito del Progetto Italia, l'insieme di iniziative che Eni sta realizzando allo scopo di valorizzare, in ottica sostenibile, le proprie aree industriali dismesse, in particolare nel Mezzogiorno.

All'estero è stato avviato in Algeria l'impianto solare da 10 MW presso il giacimento a olio Bir Rebaa North, operato congiuntamente da Eni e Sonatrach, che renderà autosufficiente dal punto di vista energetico l'attività upstream ed è stato avviato il cantiere per la realizzazione del parco eolico da 50 MW presso Badamsha in Kazakhstan, per la fornitura di energia rinnovabile al Paese.

La crescita dei nostri business è sempre più improntata alla sostenibilità di lungo termine. L'attenzione ai temi del cambiamento climatico è parte integrante delle nostre strategie industriali, presente anche nella valutazione dei progetti d'investimento che devono essere sostenibili in uno scenario low carbon. I progressi fin qui raggiunti nell'evoluzione del nostro modello di business si fondano su una chiara strategia di decarbonizzazione che si caratterizza per il costante impegno nel perseguire la massima efficienza operativa e trovare soluzioni innovative e tecnologiche per favorire la transizione energetica e ridurre le emissioni, che fanno leva anche su progetti di economia circolare e offset carbonico.

Nel 2018 abbiamo conseguito risultati significativi in tema d'intensità emissiva GHG degli asset operati del settore E&P che, con un valore di 21,44 tCO₂eq/mgl boe, rappresenta una riduzione del 20% rispetto alla baseline 2014 ed in linea con il target di riduzione del 43% al 2025 comunicato al mercato.

Anche il turnaround del business downstream è parte fondante di questa strategia di crescita di lungo termine, disegnata sulla riconversione "green" dei siti meno competitivi, per darne nuova vita in ottica low carbon, attraverso l'utilizzo di un feedstock rinnovabile e l'impiego crescente di materie prime costituite da scarti alimentari, rifiuti urbani e materie prime seconde, alternative ai feedstock tradizionali ed in linea con i principi di economia circolare.

Con l'obiettivo di ottimizzare le risorse lungo il ciclo di vita, Eni ha avviato progetti di eco-design ed inoltre siamo impegnati nello sviluppo di tecnologie per il riciclo chimico-fisico e meccanico dei polimeri a fine uso, come ad esempio, il riutilizzo del polistirene espanso per l'isolamento termico. Questi progetti sono condotti sia attraverso la ricerca interna, sia in partnership e collaborazione con associazioni/consorzi. Partnership di più ampio respiro sono state costituite con la società petrolifera di stato dell'Indonesia, Pertamina, e in Italia con la Coldiretti per applicazioni su larga scala delle tecnologie Eni di valorizzazione delle biomasse e dei rifiuti.

Al centro dei nostri valori vi è l'impegno per promuovere e migliorare l'accesso all'energia specialmente nel continente africano in base al modello di business "dual flag", di cui è esempio il progetto OCTP in Ghana che prevede la fornitura del gas equity prodotto dal nostro investimento al Paese, contribuendo allo sviluppo socio-economico locale. I nostri piani futuri in Africa saranno sostenuti e ampliati grazie alla prestigiosa collaborazione con l'UNDP (United Nations Development Programme) con il quale nel settembre 2018 è stata sancita una partnership per migliorare l'accessibilità all'energia sostenibile in Africa e per contribuire al raggiungimento dei Sustainable Development Goals (SDGs) delle Nazioni Unite. La prima fase della collaborazione riguarderà ben dieci Paesi africani dove sarà promossa l'energia sostenibile contribuendo al conseguimento di quattro degli SDGs delle Nazioni Unite, in particolare il numero 7 sull'energia accessibile e pulita. La partnership è la prima di questo genere tra l'UNDP e una compagnia energetica globale a testimonianza della credibilità delle nostre strategie.

Infine, la nostra performance in tema di sicurezza sul luogo di lavoro si conferma all'interno del range più contenuto della media dell'industria con un Total Recordable Injury Rate (TRIR) di 0,35 nel 2018.

I risultati finanziari dell'anno sono stati eccellenti. L'utile operativo adjusted è stato €11,24 miliardi, l'utile netto adjusted €4,58 miliardi, entrambi quasi raddoppiati rispetto al 2017, in uno scenario che ha visto le quotazioni del Brent apprezzarsi del 31% a dimostrazione della capacità del nostro modello di business di generare extra-valore quando le condizioni di mercato sono favorevoli. I driver dell'anno sono stati la solida performance di E&P (+110%) e la ripresa di G&P (+154%). Positivo anche il contributo del downstream raffinazione e chimica nonostante il sensibile deterioramento delle condizioni di mercato. Allo scenario Brent di 71 \$/barile, nel 2018 la gestione ha generato circa €13,45 miliardi che unitamente alle variazioni positive del circolante associato all'attività d'investimento/disinvestimento di €0,9 miliardi (che include l'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di quote di Zohr nel 2017) ha consentito di finanziare i capex di €7,94 miliardi e il pagamento di €2,95 miliardi di dividendi per cassa con un surplus di circa €3,5 miliardi. Applicando la sensitivity Eni di variazione di €0,19 miliardi di cash flow per ogni dollaro di variazione del prezzo del Brent, si ottiene che la gestione ha coperto i fabbisogni per investimenti e per il dividendo allo scenario di circa 52 \$/barile, che si ridetermina in 55 \$/barile escludendo dai cash-in l'incasso delle rate prezzo (€450 milioni) delle dismissioni di Zohr eseguite nel 2017, unica componente non organica del calcolo. L'indebitamento finanziario netto è sceso a €8,3 miliardi con un leverage del 16%, 7 punti percentuali in meno rispetto al 2017, mentre la redditività del capitale investito è quasi raddoppiata all'8,5% (vs. 4,7%).

STRATEGIE E OBIETTIVI

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio, manteniamo un approccio rigoroso nella selezione degli investimenti. Allo scenario Brent di lungo termine di 70 \$/barile, prevediamo per il prossimo quadriennio una manovra di spesa organica di circa €33 miliardi in leggera crescita rispetto al piano precedente. La manovra capex è diretta per circa l'80% all'esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi e per il 9% alla crescita dei business green, in particolare l'espansione della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, investimenti di decarbonizzazione e lo sviluppo di iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti o materiali e a dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati.

Le linee guida strategiche della E&P sono la valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo e la massimizzazione della generazione di cassa. Il cash flow sarà sostenuto dalla forte crescita produttiva. Al 2022 prevediamo una produzione di 2,13 milioni di boe/giorno corrispondente a un tasso medio d'incremento nel quadriennio del 3,5% interamente per via organica. Gli avvisi e i ramp-up del piano contribuiranno a tale obiettivo con circa 660 mila boe/giorno. I nuovi progetti sono ben distribuiti dal punto di vista geografico: Messico con l'avvio di Area 1, Indonesia con Merakes, Italia, gli upgrading/nuove fasi di aree in produzione in Egitto, Algeria, Congo e Angola, le iniziative in Norvegia e, a fine piano, gli avvisi dei megaprogetti a gas Coral in Mozambico e il primo sviluppo di Ghasha negli Emirati Arabi Uniti. Il livello di visibilità sul target produttivo è eccellente poiché le iniziative individuate riguardano principalmente giacimenti in produzione, molti dei quali operati, o i nuovi progetti sanzionati nel 2018. Le altre leve a sostegno dei risultati saranno le iniziative integrate con G&P per valorizzare il gas equity, il controllo dei rischi operativi e il focus sull'asset integrity al fine di minimizzare le perdite di produzione causati da eventi "unplanned". Nell'esplorazione intendiamo mantenere un approccio disciplinato allo spending con circa \$0,9 miliardi/anno ripartiti tra iniziative in aree di frontiera o in bacini convenzionali a elevata equity per eventuale applicazione del dual exploration model e iniziative in aree proven e "near field" con breve time-to-market per assicurare sostegno immediato alle produzioni e al cash flow. Le campagne esplorative a maggiore potenziale saranno condotte nell'offshore del Messico, nel Medio Oriente e in aree mature ad alto potenziale vicino ad infrastrutture esistenti quali Norvegia, Angola, Ghana ed Egitto. L'obiettivo è scoprire 2,5 miliardi di barili di risorse nel quadriennio a costi competitivi (<2\$/boe), contribuendo alla diversificazione geografica.

Per il settore G&P confermiamo la sostenibilità strutturale in tutti gli anni di piano e prevediamo un importante contributo alla generazione di cassa nonostante un contesto di mercato sfidante, caratterizzato dalla continua pressione sugli spread del gas e dell'energia elettrica. La principale leva a sostegno dei risultati sarà la massimizzazione delle sinergie con i business Eni sia nell'ottimizzazione del trading di petrolio e prodotti per cogliere opportunità di mercato, sia nella crescita dei volumi contrattualizzati di GNL previsti aumentare da 8,8 MTPA nel 2018 a 14 MTPA nel 2022 e fino a 16 MTPA nel 2025, valorizzando i volumi di gas equity e massimizzando i margini lungo tutta la filiera. Il portafoglio contratti gas long-term sarà oggetto di azioni di derisking e di continua rinegoiazione con i fornitori per garantirne l'allineamento alle condizioni di mercato. Nel business retail prevediamo una redditività solida e in crescita grazie allo sviluppo e alla completa valorizzazione del portafoglio clienti previsto raggiungere circa 12 milioni di unità anche attraverso acquisizioni focalizzate e sinergiche, al contributo dei prodotti/servizi extracommodity e alla costante attenzione all'efficienza. Riconfermiamo gli obiettivi finanziari della G&P di un Ebit di €0,7 miliardi nel 2022 e di un free cash flow organico cumulato nel quadriennio 2019-2022 di circa €2,3 miliardi. In R&M intendiamo conseguire il margine di breakeven target di 3 \$/barile delle raffinerie "legacy" con la piena operatività del sistema industriale, massimizzandone il grado di affidabilità e attraverso le ottimizzazioni degli asset e del supply

e lo sviluppo del licensing di tecnologie proprietarie. L'integrazione del 20% di ADNOC Refining farà leva sulle sinergie tecnologiche e consentirà con la regimazione dei progetti di upgrading identificati di dimezzare il margine target a 1,5 \$/barile. Il business bio-raffinazione è previsto in crescita grazie all'avvio ed entrata a regime di Gela e al potenziamento di Venezia con l'obiettivo di 1 milione di tonnellate di produzione di green diesel già dal 2021. Nel retail prevediamo solidi risultati trainati dalla qualità e dall'innovazione nel servizio, dal contributo ai margini dei prodotti premium e dallo sviluppo del non-oil e della mobilità sostenibile.

La strategia di Versalis punta a consolidare la resilienza del business alla volatilità dello scenario attraverso la focalizzazione del portafoglio prodotti su applicazioni a elevato valore aggiunto e sulla "chimica verde", l'utilizzo della leva tecnologica a sostegno dei margini e dell'espansione internazionale e numerose iniziative di ottimizzazione quali la maggiore integrazione tra siti, l'aumento della flessibilità dei feedstock nonché la riduzione dei costi variabili di produzione. Inoltre tali iniziative contribuiranno alle linee guida Eni di sviluppo dell'economia circolare e di decarbonizzazione.

Oltre ai già dichiarati target al 2025 di riduzione vs. baseline 2014 del 43% dell'indice di intensità emissiva dell'upstream, di annullamento del gas routine flaring e di riduzione dell'80% delle fuggitive di metano, ci siamo dati l'obiettivo di tragguardare nel 2030 la net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream attraverso l'implementazione di azioni rivolte ad aumentare l'efficienza operativa, massimizzare le iniziative di decarbonizzazione e sviluppare progetti forestali per la compensazione delle emissioni residue, assicurando nel contempo benefici alle comunità locali.

Inoltre lavoriamo per sviluppare risorse energetiche a basso impatto carbonico, come gas e biocarburanti, e per incrementare la capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (solare fotovoltaico, eolico e altre) in sinergia con i business Eni. A tal riguardo ci poniamo un obiettivo di 1,6 GW di potenza installata al 2022 e 5 GW al 2025, con l'ambizione di raggiungere oltre 10 GW al 2030.

Come ulteriore leva, Eni intende sviluppare iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti o materiali e dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati. Su tali attività Eni intende investire oltre €950 milioni che vanno dal recupero di biomasse e scarti, al riciclo di polimeri e processi di eco-design, fino all'estensione della vita utile degli asset e prodotti in ottica low carbon, cui si aggiungono spese per circa €220 milioni in ricerca e tecnologie.

Su queste basi ed in considerazione del breakeven ridotto dei nuovi progetti di sviluppo, riteniamo che il nostro portafoglio sia resiliente anche a scenari e trend di decarbonizzazione sfidanti. Ulteriore impegno verso i temi di sostenibilità è il contributo allo sviluppo locale dei Paesi di presenza Eni in applicazione dell'approccio dual flag e in coerenza con quanto previsto dai Piani di sviluppo nazionali riguardo all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

In definitiva, pur consapevoli dell'importanza del lavoro fatto durante il downturn in termini di crescita, efficienza e sostenibilità, intendiamo rendere ancora più solidi il posizionamento competitivo e la resilienza di Eni allo scenario petrolifero facendo leva su un portafoglio meglio diversificato dal punto di vista geografico e più bilanciato lungo l'intera catena del valore degli idrocarburi e delle iniziative pianificate da qui alla metà del prossimo decennio, con l'obiettivo di ridurre la cash neutrality a 50 \$/barile e di assicurare una remunerazione crescente agli azionisti, potenziando al contempo il contributo della Compagnia al conseguimento degli SDGs delle Nazioni Unite.

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 2018 proporremo all'Assemblea del prossimo 14 maggio un dividendo unitario di €0,83, di cui €0,42 già distribuito in acconto. Per il 2019, in considerazione delle promettenti prospettive del business, intendiamo migliorare la nostra remunerazione policy aumentando il dividendo unitario del 3,6% a €0,86 e avviando un programma di acquisto di azioni proprie per un valore nell'anno di €400 milioni. Successivamente, per il periodo 2020-2022, confermiamo l'impegno ad una remunerazione policy progressiva che prevede per il dividendo una crescita in linea con il free cash flow e gli underlying earnings e per l'acquisto delle azioni proprie, in presenza di un leverage stabilmente al di sotto del 20%, un ammontare annuo di €400 milioni con uno scenario di Brent a \$60-65 al barile ovvero €800 milioni annui con un prezzo del Brent superiore a \$65 al barile.

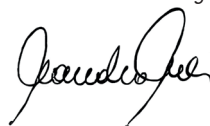
14 marzo 2019

per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



ENI IN SINTESI

2018: anno di straordinari risultati finanziari e industriali raggiunti grazie all'attuazione accelerata della nostra strategia.

A questi risultati hanno contribuito l'esplorazione di successo che con la strategia di "dual exploration" ha consentito la monetizzazione anticipata delle scoperte, l'efficienza operativa con l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve d'idrocarburi, la riduzione del breakeven nei business downstream e la disciplina finanziaria nello spending. L'ottimizzazione del portafoglio esistente, la strategia di diversificazione geografica e il migliore bilanciamento del portafoglio lungo la catena del valore attraverso una forte espansione in Medio Oriente unitamente al nostro impegno nella promozione dello sviluppo locale, nella tutela dell'ambiente e nella valorizzazione delle competenze e delle tecnologie Eni hanno consentito di cogliere sinergie e opportunità di crescita.

Le partnership pubblico-privato avviate nel 2018 ci consentiranno di condividere risorse, know-how ed esperienza con l'United Nations Development Programme (UNDP) per lo sviluppo sostenibile e favorire il raggiungimento degli SDGs, in particolare l'accesso universale all'energia entro il 2030, le azioni volte a combattere i cambiamenti climatici e la protezione, il ripristino e l'uso sostenibile dell'ecosistema terrestre e con la Food and Agricultural Organization (FAO) per l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria.

€11,24 MLD

+94% vs. 2017

UTILE OPERATIVO ADJ DI GRUPPO

€13,45 MLD

+35% vs. 2017

FLUSSO DI CASSA NETTO
DA ATTIVITÀ OPERATIVA ADJ

€8,29 MLD

-24% vs. 2017

INDEBITAMENTO
FINANZIARIO NETTO

BRENT DATED (\$/barile)

2018	71,04
2017	54,27
2016	43,69

SERM (\$/barile)

2018	3,7
2017	5,0
2016	4,2

CAMBIO MEDIO EUR/USD

2018	1,181
2017	1,130
2016	1,107

PSV vs. TTF (€/kmc)

2018	17
2017	28
2016	20

Gli eccellenti risultati finanziari dell'anno sono stati conseguiti in un contesto di forte volatilità delle quotazioni del Brent, a causa dei segnali di rallentamento della crescita globale, del ritorno dell'oversupply, delle incertezze sull'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, della Brexit e dei fattori geopolitici.

GRUPPO ENI

	2018	2017	2016	
Utile (perdita) operativo	(€ milioni) 9.983	8.012	2.157	▲ +25%
Utile (perdita) operativo adjusted	11.240	5.803	2.315	▲ +94%
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.647	10.117	7.673	▲ +35%
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili / ore lavorate) x 1.000.000 0,35	0,33	0,35	▼ +6%
Leverage	0,16	0,23	0,28	▲ -0,07

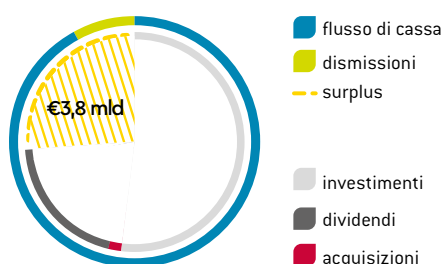
-6% vs. 2017

INTENSITÀ EMISSIVA GHG UPSTREAM

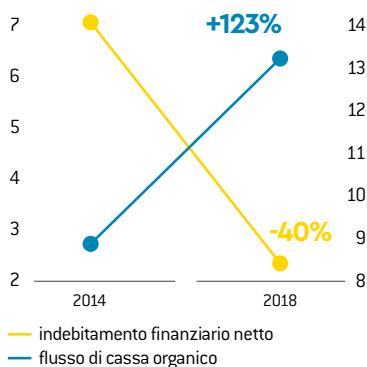
0,35 TRIR

TRA I LIVELLI PIÙ BASSI RISPETTO ALLA MEDIA DELL'INDUSTRIA

FONTI E IMPIEGHI NEL 2018 (€ mld)



FLUSSO DI CASSA ORGANICO VS. INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (€ mld)



0,16 leverage

LIVELLO PIÙ BASSO
DEGLI ULTIMI 12 ANNI

52\$/barile

CASH NEUTRALITY 2018

EXPLORATION & PRODUCTION

	2018	2017	2016
Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	10.850	5.173	2.494
Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)	1.851	1.816	1.759
Opex per boe (\$/boe)	6,8	6,6	6,2
Profit per boe	9,3	8,7	2,0
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) (tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	21,44	22,75	23,56

1,85

milioni di boe/g

NUOVO RECORD DELLA PRODUZIONE DI IDROCARBURI

+110% vs. 2017

REDDITIVITÀ UPSTREAM

GAS & POWER

	2018	2017	2016
Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	543	214	(390)
Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	76,71	80,83	86,31
Vendite GNL	10,3	8,3	8,1
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) (gCO ₂ eq/kWheq)	402	395	398
Clienti retail in Italia (milioni)	7,74	7,65	7,68

+154% vs. 2017

REDDITIVITÀ G&P

REFINING & MARKETING E CHIMICA

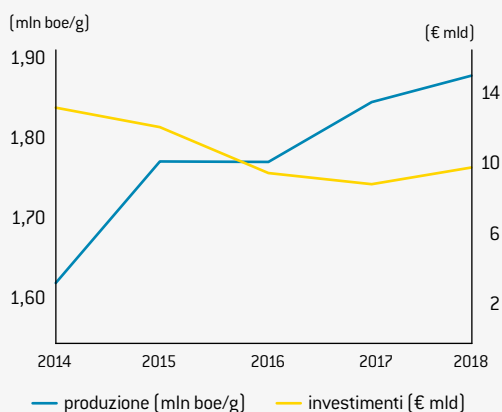
	2018	2017	2016
Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	380	991	583
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa (milioni di tonnellate)	8,39	8,54	8,59
Lavorazioni in conto proprio	23,23	24,02	24,52
Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati (tonnellate CO ₂ eq/kt)	253	258	278
Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	4.938	4.646	4.745

€380 MLN
R&M e Chimica

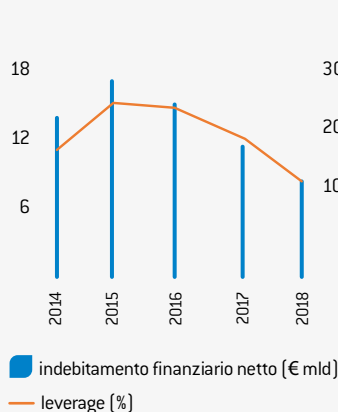
UTILE OPERATIVO ADJ

Grazie al processo di profonda trasformazione del Gruppo avviato nel 2014, oggi Eni, dopo gli anni del downturn petrolifero, è sostenibile finanziariamente e resiliente alla volatilità dello scenario come mai nel passato. Attraverso la rigorosa implementazione delle nostre linee guida strategiche siamo stati in grado di coniugare crescita, ritorni e solidità patrimoniale, raggiungendo il livello produttivo record di 1,85 milioni di boe/giorno nel 2018, riducendo l'indebitamento finanziario netto a €8,3 miliardi, con un leverage di 0,16 al minimo degli ultimi dodici anni e uno dei migliori dell'industria, dopo aver distribuito nel quinquennio dividendi per cassa pari a €16,2 miliardi nel contesto di uno scenario petrolifero sfidante.

PRODUZIONE VS. INVESTIMENTI



SOLIDITÀ FINANZIARIA



DIVIDENDI PAGATI



ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT

I nostri stakeholder sono prima di tutto persone che abitano i territori dove lavoriamo: la loro conoscenza e la condivisione delle loro preoccupazioni e aspettative sono alla base del nostro impegno per costruire relazioni durature al fine di contribuire, insieme, ad uno sviluppo sostenibile.

Il coinvolgimento diretto degli stakeholder in ogni fase delle attività, la promozione e la condivisione di principi comuni e il dialogo sono alla base della creazione di valore di lungo periodo. Eni è presente in 67 Paesi, caratterizzati da contesti sociali, economici e culturali anche molto differenti tra loro: nello svolgimento delle attività il confronto quotidiano e proattivo avviene con differenti interlocutori, che è fondamentale conoscere per instaurare relazioni di fiducia, solide e trasparenti, che siano promotrici di processi di sviluppo condiviso.

Temi emersi dal confronto con gli stakeholder



Per questo motivo Eni si è dotata di una piattaforma informatica denominata Stakeholder Management System (SMS) dedicata a supportare la gestione della complessa rete di relazioni nei territori, monitorando aspettative delle popolazioni e risultati dei progetti di sviluppo. Tale strumento consente di censire e visualizzare, attraverso una mappa, le relazioni con ciascuna categoria di stakeholder, evidenziando le eventuali aree di miglioramento, con la possibilità di approfondire meglio i potenziali impatti sui diritti umani, tracciando la presenza di gruppi vulnerabili e la presenza di aree di pregio naturalistico e/o culturale intorno alle aree di attività, consentendo una gestione più consapevole delle realtà operative.

Principali attività di stakeholder engagement nell'anno

PS PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI

- Piano di comunicazione interna su strategia, obiettivi, risultati attraverso eventi e incontri su temi strategici
- Integrazione di competenze ed esperienze (sharing di best practice, storytelling, supporto all'organizzazione e alla comunicazione di iniziative dedicate)
- Analisi di clima campionaria
- Incontro con i sindacati nazionali e internazionali, nell'ambito del Global Framework Agreement, per un confronto sulle diverse realtà sociali e sindacali presenti nei Paesi di provenienza dei rappresentanti dei lavoratori

CL COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATIONS

- Coinvolgimento di oltre 200 comunità dei territori in cui Eni opera
- Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative o per lo sviluppo di nuovi progetti
- Collaborazioni con autorità e comunità locali per la pianificazione, gestione e miglioramento di progetti sociali (Congo: progetto CATREP^{a)}; Mozambico: progetti educativi e di sviluppo agro-zootecnico; Ghana: Livelihood Restoration Plan e progetto di accesso all'acqua; Iraq: progetti educativi)

FP CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI

- Coinvolgimento dei fornitori con Human Rights Assessment
- Comunicazione, feedback e piani di miglioramento
- Condivisione della bozza del Codice di condotta fornitori sui valori Eni di sostenibilità
- Partecipazione al GdL IPIECA^{b)}: Forum sulle O&G Sustainability best practice
- Progetto Green sourcing: individuazione delle leve in ambito Supply Chain per la riduzione impatti ambientali

CF COMUNITÀ FINANZIARIA

- Presentazione del piano strategico 2018 a Londra, Milano e New York
- Road-Show del top management e della Presidente sui temi di governance
- Conference call sui risultati trimestrali
- Partecipazione del top management alle conferenze tematiche organizzate dalle banche
- Ingaggio con il mercato su temi industriali, finanziari e ESG in relazione all'Assemblea degli Azionisti

CC CLIENTI E CONSUMATORI

- Incontri e workshop con Presidenti e Responsabili energia delle AdC^{c)} nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche e risanamento ambientale
- Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare a cui sono intervenute alte cariche Eni che hanno portato una testimonianza sulle nostre iniziative in merito
- Incontri territoriali con le AdC regionali del CNCU^{d)}

IN ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE, INTERNAZIONALI

- Incontri con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali e internazionali su tematiche energetiche e climatiche
- Partecipazione attiva a tavoli tecnico-istituzionali, commissioni miste su tematiche energetiche e ambientali, a momenti di confronto promossi dal Governo e dal Parlamento italiano
- Incontri con delegazioni istituzionali nazionali e locali in occasione di visite di Stato e presso siti industriali

UR UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA

- Incontri con rappresentanti di Università, Centri di Ricerca e società terze con cui Eni collabora o si interfaccia per lo sviluppo di tecnologie innovative aventi oggetto i temi di maggiore interesse
- Collaborazioni con le istituzioni con cui Eni ha un accordo quadro, quali Politecnico di Milano e di Torino, Università di Bologna, MIT, CNR, INSTM, ENEA ed INGV^{e)}
- Collaborazioni per lo sviluppo di Modelli di valutazione degli impatti (Columbia University e Politecnico di Milano)

OA ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE E ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

- Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, CIDU, EITI^{f)}
- Collaborazione con DIHR^{g)} e IHRB^{h)}
- Convegni, dibattiti, seminari e iniziative di formazione su temi di sostenibilità: realizzazione di linee guida e condivisione di best practice
- Partecipazione agli incontri degli organi associativi e dei tavoli di lavoro specialistici
- Incontri con Associazioni Imprenditoriali Territoriali sul processo di qualifica dei fornitori

CS ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO

- Promozione di partenariati pubblico-privati per realizzare progetti in linea con i piani di sviluppo Paese
- Condivisione di policy e metodologie adottate a livello internazionale
- Attività di capacity building delle istituzioni

a) Centre d'Appui Technique et de Ressources Professionnelles.

b) Associazione di settore Oil & Gas che si occupa dei temi ambientali e sociali.

c) Associazione dei Consumatori.

d) Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti.

e) 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.

f) Oil and Gas Climate Initiative; World Business Council for Sustainable Development; Comitato Interministeriale Diritti umani; Extractive Industries Transparency Initiative.

g) The Danish Institute for Human Rights.

h) Institute for Human Rights and Business.

SCENARIO E STRATEGIA

Il mercato e il contesto competitivo

Transizione verso un energy mix a minore intensità carbonica

Le compagnie operanti nel settore energetico sono chiamate a rispondere a una duplice sfida: soddisfare il crescente fabbisogno energetico, garantendo a tutti un adeguato accesso all'energia, e limitare le proprie emissioni in atmosfera contribuendo al graduale processo di decarbonizzazione del sistema energetico, in conformità con le decisioni prese in ambito COP a partire da Parigi 2015.

La popolazione mondiale crescerà dagli attuali 7,5 a 9 miliardi nel 2040 e la domanda di energia aumenterà di circa il 30%. Ci sarà anche uno spostamento geografico nel consumo e la totalità dei consumi addizionali provverrà dall'area non-OCSE in cui al 2040 sarà concentrato circa l'85% della popolazione mondiale.

In questo contesto il gas naturale rappresenta un'opportunità di riposizionamento strategico per le compagnie petrolifere in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. Si registra una crescente consapevolezza della necessità di promuovere politiche a favore della sostituzione del carbone nella generazione elettrica.

La risalita e la volatilità

Nel 2018 deciso rialzo dei prezzi, supportato dai tagli produttivi degli alleati OPEC e non OPEC, dall'annuncio di nuove sanzioni all'Iran e da una crescita robusta della domanda. Il trend si interrompe a fine anno quando emergono segnali di un nuovo surplus. Il calo dell'export dall'Iran, combinato alla crisi del Venezuela, spinge i grandi produttori a compensare le perdite sul mercato. Le produzioni record di USA, Russia e Arabia Saudita generano la percezione di un eccesso di offerta. In parallelo aumenta il timore di un rallentamento della crescita della domanda, in particolare nelle economie emergenti, mentre Trump sollecita prezzi più bassi, a favore dei consumatori USA. Il Brent si attesta su una media di 71 \$/barile (+17 \$/barile vs. 2017), con un calo del 30% tra ottobre e dicembre, accelerato da una pesante vendita speculativa sui mercati futures.

Non solo OPEC nel 2019

La decisione di nuovi tagli concordata a fine 2018, le perdite geopolitiche – Iran e Venezuela – e la crescita USA rallentata per vincoli logistici e finanziari, concorrono a garantire un'offerta controllata nel 2019. Rallentano le stime di crescita economica, ma la domanda petrolifera è attesa ancora robusta. Nella seconda parte dell'anno l'effetto IMO, normativa in vigore da gennaio 2020 che obbliga le navi all'uso di combustibili a più basso zolfo (0,5%) a livello mondiale, sarà un fattore di forte discontinuità con probabili rialzi del prezzo del greggio e dei margini di raffinazione.

Nuove sfide per la raffinazione

L'industria della raffinazione è passata da una condizione di significativa overcapacity a una fase di riequilibrio grazie alla razionalizzazione e chiusura di impianti nel periodo 2009-2015. La fase di razionalizzazione è rallentata nel 2016-2017 per arrestarsi nel 2018. È proprio nel 2018 e poi nel 2019 che riparte una nuova ondata di capacità di raffinazione in particolare in Asia e Medio Oriente con impatto sugli asset in aree meno competitive, non solo in Europa ma soprattutto in America Latina e Africa. In Europa dopo l'entrata della nuova raffineria in Turchia nel 2018 la capacità è attesa rimanere stabile. L'impatto IMO al 2020 favorirà la redditività delle raffinerie complesse a discapito di quelle semplici a rischio di chiusura. Tuttavia i raffinatori europei avendo chiuso gran parte delle loro raffinerie meno redditizie potrebbero essere meno penalizzati.

Le sfide di sostenibilità

La performance in termini ambientali, sociali e di governance influisce sempre più sul metro con cui un'azienda viene misurata e in particolare alle grandi imprese è richiesto di contribuire agli obiettivi dello sviluppo sostenibile (SDGs) tra cui l'accesso all'energia e il contrasto ai cambiamenti climatici. Per quanto riguarda l'accesso all'energia (SDG 7) l'IEA stima che le persone senza accesso all'energia (oggi stimate in 990 milioni) nel 2030 saranno ancora 650 milioni, quasi tutte in Africa, mentre quelle senza accesso a fonti pulite per cucinare saranno 2,2 miliardi (oggi 2,7). Di fronte a sfide di questa portata il raggiungimento degli SDG richiede una cooperazione senza precedenti tra pubblico e privato, che coinvolge sia organizzazioni espresse dalla società civile sia le imprese. Particolare responsabilità nelle partnership pubblico-privato (PPP) è assegnata alle imprese multinazionali, il cui coinvolgimento, insieme ad attori tanto diversi come le istituzioni governative bilaterali e multilaterali e le ONG, apre prospettive nuove dal punto di vista dell'efficacia operativa e della mobilitazione delle risorse necessarie per il finanziamento dei progetti per lo sviluppo.

Si mantiene elevata l'attenzione al rispetto dei diritti umani da parte delle imprese, in particolare la progressiva integrazione dei Principi guida su diritti umani e impresa delle Nazioni Unite (UN Guiding Principles on Business and Human Rights, 2011) nei principali processi aziendali, cui si stanno affiancando a livello paese i Piani di Azione Nazionale su Impresa e Diritti Umani e diverse iniziative legislative (es. le leggi contro le forme moderne di schiavitù in Regno Unito, 2015, e Australia, 2018).

Piano industriale

In un contesto di grande volatilità dello scenario, Eni ha portato a termine il processo di profonda trasformazione dei propri business che le ha consentito di continuare a crescere rafforzando ulteriormente la propria struttura finanziaria.

Questa trasformazione è stata realizzata con successo grazie alla rapidità di azione facendo leva sulle competenze, il know-

how e le tecnologie e mettendo al centro della strategia la sostenibilità del proprio modello di business.

Oggi Eni è una società integrata, flessibile e con tutti i business in grado di contribuire alla creazione di valore sostenibile nel lungo termine.

Il Piano 2019-22 dà un nuovo impulso alla crescita e consolida l'approccio che integra la sostenibilità nel modello di business. Il piano è articolato nelle seguenti direttive strategiche tra loro fortemente sinergiche:

CRESCITA EFFICIENTE E RESILIENTE (modello per l'efficienza operativa)

La **crescita efficiente e resiliente** sarà supportata da una strategia orientata alla sempre maggiore integrazione dei business, alla diversificazione geografica delle attività e al ribilanciamento upstream vs. mid-downstream attraverso azioni già avviate o ad un livello di maturità e solidità avanzato. Le principali azioni previste sono: il rimpiazzo delle risorse attraverso la leva dell'esplorazione, lo start-up/ramp-up produttivo dei campi avviati o di prossimo avvio, il sanzionamento dei progetti a supporto della crescita nel medio e lungo termine, le rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, lo sviluppo del portafoglio GNL globale, la valorizzazione e crescita dei clienti gas e power retail anche attraverso attività di portafoglio, il ridotto livello di breakeven dell'attività di raffinazione e lo sviluppo internazionale, l'integrazione e specializzazione della chimica. Tali azioni saranno perseguite facendo leva su un modello per l'eccellenza operativa 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 il contenimento della cash neutrality e il mantenimento di una solida struttura finanziaria.

AMBIZIONE DI CARBON NEUTRALITY

Eni inoltre persegue una strategia che punta nel lungo termine alla **carbon neutrality** attraverso un percorso definito che prevede: (i) interventi sull'energy mix e di massimizzazione dell'efficienza energetica e di riduzione delle emissioni dirette; (ii) lo sviluppo di progetti di conservazione delle foreste e di riforestazione o afforestazione per aumentare la capacità di assorbimento della CO₂ in atmosfera, con ricadute positive sulle comunità locali; (iii) lo sviluppo di iniziative di economia circolare puntando alla valorizzazione di rifiuti e biomasse e al recupero di asset in disuso o bonificati.

Eni, nel solco della propria tradizione, continuerà anche a **promuovere lo sviluppo locale** facendo leva sul proprio modello di cooperazione (approccio dual flag) che si basa sull'affiancare il Paese nel proprio sviluppo sociale ed economico coinvolgendo tutti gli stakeholder. 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.

PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE (modello di cooperazione)

Acceleratori del modello integrato di crescita sostenibile saranno l'innovazione e la diffusione della tecnologia digitale che consentiranno di migliorare la sicurezza sul lavoro e cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza.

Upstream



Valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2,5 miliardi di boe e contribuire alla diversificazione geografica.

- Esplorazione con operatorship su temi convenzionali e ad alta equity in coerenza con il "Dual Exploration Model".
- Focus su esplorazione near-field con ridotto time-to-market e cash flow immediati in Paesi con infrastrutture operate.
- Graduale ripresa dell'esplorazione su temi "high risk-high reward".
- Perforazione di più di 140 pozzi in più di 25 Paesi.

Crescita della generazione di cassa con un free cash flow cumulato 2019-2022 pari a €22 miliardi.

- Crescita delle produzioni nel periodo 2018-2022 ad un tasso medio

annuo del 3,5% con focus sul valore, grazie al contributo dei progetti già avviati e di quelli previsti nel quadriennio caratterizzati da un livello di cash flow per boe superiore alla media del portafoglio e sostenibili anche a livelli contenuti di prezzi del Brent.

- Avvio e rafforzamento di 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 operativa con particolare riferimento al contenimento dei costi operativi e alla riduzione del "Non Productive Time".
- Utilizzo della Digital Transformation a supporto dell'asset integrity e dell'efficienza operativa.

Mid-downstream



GAS & POWER

Crescita dei risultati economico-finanziari nell'arco del quadriennio con un utile operativo adjusted pari a €0,7 miliardi nel 2022 e un free cash flow organico cumulato 2019-2022 pari a €2,3 miliardi.

- Crescita dell'attività GNL attraverso lo sviluppo del mercato asiatico, l'ingresso in nuovi mercati e la sempre maggiore integrazione con upstream volta alla valorizzazione e commercializzazione del gas equity; portafoglio di volumi GNL contrattualizzati pari a 14 MTPA nel 2022 e 16 MTPA nel 2025.
- Proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento e della riduzione dei costi di logistica, attraverso la rinegoziazione dei contratti.
- Integrazione crescente con gli altri business Eni, in particolare nei business GNL e Trading.
- Crescita e valorizzazione della customer base retail anche attraverso lo sviluppo di nuovi prodotti/servizi e iniziative di trasformazione incentrate sull'accelerazione dei canali e delle operazioni digitali. Nel 2022 numero clienti pari a circa 12 milioni, in crescita del 22% rispetto al 2019.
- Ribilanciamento geografico in Italia nel settore retail attraverso il ricorso ad acquisizioni, sfruttando le opportunità dell'attuale processo di consolidamento del mercato.

REFINING & MARKETING

Sostenibilità dei risultati finanziari nell'arco del quadriennio con un free cash flow organico cumulato 2019-2022 pari a €2,6 miliardi.

- Ribilanciamento geografico della raffinazione, sfruttando opportunità emergenti in Paesi a marginalità competitiva, in particolare in Middle East con l'acquisizione della partecipazione in ADNOC Refining (Abu Dhabi, +35% della capacità 2018).
- SERM di breakeven a 2,7 \$/barile dal 2020 grazie al contributo dell'acquisizione di Ruwais, alla massimizzazione dell'affidabilità degli impianti e all'ottimizzazione degli assetti e delle infrastrutture logistiche. Nel lungo termine margine di breakeven a 1,5 \$/barile.
- Proseguimento dello sviluppo di progetti Green (avvio dell'impianto di Gela e potenziamento della green refinery di Venezia), diversificazione di mercati di sbocco e sviluppo iniziative di economia circolare per la trasformazione dei rifiuti.
- Nel marketing, consolidamento della posizione in Italia unita a crescita selettiva all'estero, sviluppo della mobilità sostenibile (incremento offerta carburanti alternativi e crescita di enjoy).
- Crescente integrazione con altre linee di business.

CHIMICA

Utile operativo adjusted pari a €0,3 miliardi nel 2022 e flusso di cassa operativo cumulato di €1,1 miliardi nel quadriennio.

- Consolidamento della resilienza alle fluttuazioni di scenario, con aumento del bilanciamento nella filiera etilene-polietilene e maggiore integrazione tra i siti produttivi.
- Focalizzazione del portafoglio verso prodotti differenziati a maggior valore aggiunto, adeguando i processi produttivi.
- Sviluppo di processi di economia circolare e Biotech per

rispondere alle sfide normative e alle richieste di mercato in ambito sostenibilità.

- Riduzione delle emissioni di gas serra nei processi produttivi, aumentando efficienza energetica e flessibilità delle cariche cracker.
- Sviluppo della presenza internazionale in aree con cariche a basso costo, per aumentare la resilienza del sistema industriale ed in aree di mercato a più elevati tassi di crescita tramite la leva tecnologica.

Remunerazione agli azionisti

La politica di remunerazione agli azionisti sarà progressiva e legata alla crescita dei risultati underlying e del free cash flow. In considerazione dei risultati conseguiti e delle promettenti prospettive del business, Eni intende aumentare il dividendo del 2019 del 3,6% a €0,86 per azione. Inoltre avvieremo un

programma di buy-back per un ammontare di €400 milioni nel 2019, mentre per gli anni successivi, assumendo un leverage stabilmente inferiore al 20%, per un ammontare di €400 milioni con uno scenario Brent a \$60-65, o di €800 milioni con uno scenario Brent maggiore di \$65/barile.

Focus su decarbonizzazione

Eni ha definito una chiara strategia di decarbonizzazione integrata nel modello di business che si sviluppa in azioni di breve, medio e lungo termine con un costante **impegno nell'implementazione delle proprie attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S)** per raggiungere la massima efficienza nel processo di decarbonizzazione e trovare soluzioni innovative per favorire la transizione energetica.

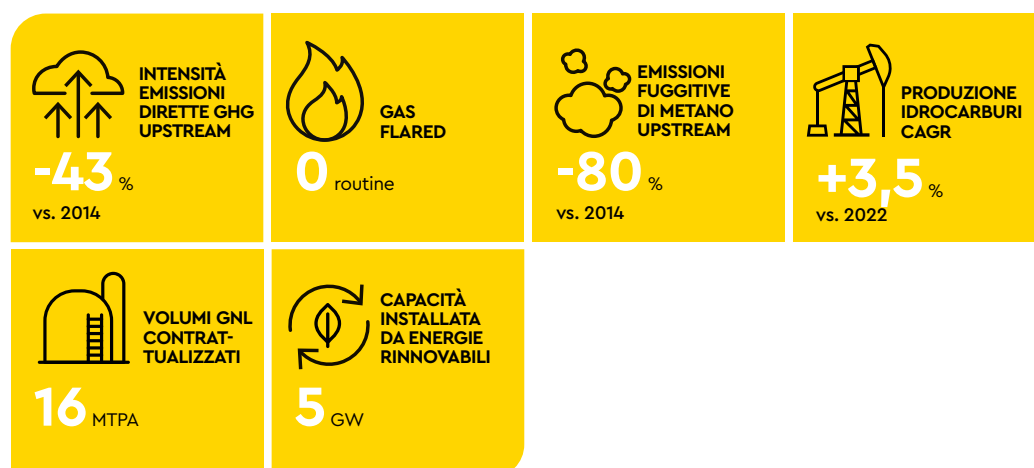
Nel **breve termine** la strategia Eni si fonda sulle seguenti leve:

- **aumento dell'efficienza e riduzione delle emissioni GHG dirette:** l'obiettivo al 2025 è di ridurre l'intensità emissiva degli asset operati upstream del 43% rispetto al 2014 attraverso l'eliminazione del flaring di processo, la riduzione delle emissioni fuggitive di metano e la realizzazione di interventi di efficienza energetica.
- **portafoglio Oil & Gas low carbon e resiliente:** il portafoglio Eni di idrocarburi presenta un'alta incidenza del gas naturale (>50%), ponte verso un futuro a ridotte emissioni. I principali progetti upstream in esecuzione presentano un breakeven medio di portafoglio ad un prezzo del Brent di circa 25 \$/barile e sono quindi resilienti anche in presenza di scenari low carbon;
- **lo sviluppo delle fonti rinnovabili e business green:** la promozione delle fonti rinnovabili ha come obiettivo una

potenza installata di energia elettrica pari a circa 5 GW al 2025. Per quanto riguarda i business green è previsto dal 2021 il completamento della seconda fase della bioraffineria di Venezia con un aumento della capacità fino a 560 mila tonnellate/anno (rispetto a 360 mila tonnellate/anno attuali) e lo start-up ad inizio 2019 di quella di Gela con una capacità fino a 720 mila tonnellate/anno. Prosegue il consolidamento nella Chimica verde che nel 2018 ha visto l'acquisizione delle attività bio del Gruppo Mossi & Ghisolfi e lo sviluppo di progetti di riciclo e di recupero.

Nel **medio termine** Eni ha l'obiettivo al 2030 di raggiungere la net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream valorizzate in equity, massimizzando iniziative di decarbonizzazione e sviluppando progetti forestali, per la compensazione delle emissioni residue. Un ruolo importante sarà giocato anche dall'implementazione di soluzioni che consentano la cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO₂. Come ulteriore leva di decarbonizzazione Eni intende sviluppare iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti o materiali e a dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati.

Obiettivi al 2025



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), tenendo in adeguata considerazione i rischi⁽¹⁾ attuali e prospettici, anche di medio e lungo termine, nell'ambito di una visione organica e complessiva. Il Modello RMI mira anche a rafforzare la consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi possa incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

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.

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.

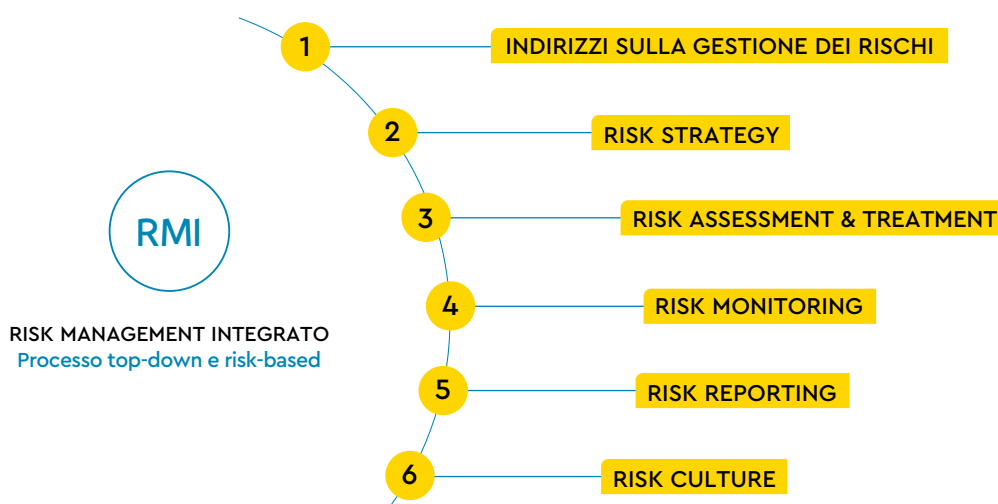
(1) Eventi potenziali che possono influire sull'attività di Eni e il cui accadimento potrebbe influenzare il raggiungimento dei principali obiettivi aziendali.

Il processo di Risk Management Integrato

Il processo prevede una gestione integrata del rischio continua e dinamica, che valorizzi i sistemi già esistenti a livello di linea di business e di processi aziendali, promuovendone l'armonizzazione con le metodologie e gli strumenti specifici del Modello RMI. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" emessa a luglio 2016, è stato rivisto e ampliato in modo da rafforzare l'integrazione con i processi decisionali aziendali. Si compone dei seguenti sotto-processi: (i) indirizzi sulla gestione dei rischi, (ii) risk strategy, (iii) risk assessment & treatment, (iv) risk monitoring, (v) risk reporting e (vi) risk culture. Il processo RMI è attuato con un approccio "top-down e risk-based" che parte dal contributo alla definizione del Piano Strategico di Eni (risk strategy) attraverso l'individuazione di specifici obiettivi di de-risking, l'analisi del profilo di rischio sottostante alla proposta di piano, anche tramite stress test volti a misurare la resilienza economico-finanziaria rispetto agli obiettivi strategici, nonché l'individuazione di azioni strategiche di trattamento. Tali attività, svolte in modo coerente e integrato con il processo di pianificazione strategica, supportano le valutazioni del CdA in merito all'accettabilità del profilo di rischio del Piano Strategico sottoposto alla sua approvazione. Si prosegue con i cicli periodici di "risk assessment & treatment" e di monitoraggio, l'analisi del profilo di rischio specifico delle operazioni rilevanti, nonché le analisi integrate di rischi comuni a più business e/o funzioni. La valutazione dei rischi è svolta adottando metriche che considerano sia i potenziali impatti quantitativi

(economico-finanziari o operativi) sia qualitativi (come ambiente, salute e sicurezza, sociale, reputazione, ecc.) e la loro prioritizzazione si basa sull'utilizzo di matrici multidimensionali che consentono di ottenere il livello di rischio come combinazione di cluster di probabilità di accadimento e cluster di impatto. Le valutazioni di tutti i rischi sono espresse a livello inerente e a livello residuo (tenendo conto delle azioni di mitigazione implementate). Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 18 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, rischi e azioni di trattamento). Nel corso del 2018 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 80 società controllate presenti in 27 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 2018. 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 2018.

IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO



La risk culture è volta a sviluppare un linguaggio comune e diffondere, a tutti i livelli organizzativi, un'adeguata cultura di gestione dei rischi al fine di favorire il rafforzamento della consapevolezza che un'adeguata identificazione, valutazione e gestione dei rischi di varia natura può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda. La risk culture è, inoltre, finalizzata a promuovere una maggiore diffusione del risk management nei processi aziendali, al fine di garantire coerenza nelle metodologie e, in generale, negli strumenti di gestione e nel controllo dei rischi.

Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

PAESE

RISCHIO ESTERNO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	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.
AZIONI DI TRATTAMENTO	- 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 al fine di valorizzare il local content e la promozione del welfare delle comunità locali (produzione per il mercato domestico, accesso all'energia elettrica, diversificazione economica, sviluppo locale, salute ed educazione); - Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per sito. → Rif. pag. 96-98



CLIMATE CHANGE

RISCHIO STRATEGICO

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, reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.
AZIONI DI TRATTAMENTO	- Strategia di decarbonizzazione integrata nel modello di business di Eni e basata su: riduzione del carbon footprint, portafoglio Oil & Gas resiliente, sviluppo delle rinnovabili e dei business green, impegno in attività di ricerca scientifica e tecnologica e partnership per il clima; - 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 del CdA, istituzione dell'Advisory Board e di programmi Eni dedicati ai temi del cambiamento climatico; - Inclusione di obiettivi legati alla "climate strategy" nel piano di incentivazione del management, coerenti con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico; - Leadership nella disclosure e altre iniziative come partecipazione alla Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board e al "TCFD European Oil & Gas Preparers' Forum" per l'elaborazione di una linea guida di settore a supporto del recepimento delle raccomandazioni TCFD e adesione a varie iniziative in ambito internazionale. → Rif. pag. 106-108



INCIDENTI

RISCHIO OPERATIVO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Rischi di blow-out e altri incidenti rilevanti 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	- Aggiornamento metodologia di classificazione dei pozzi complessi (Well Complexity & Economic Index) e "Real time monitoring" geologico e di perforazione dei pozzi complessi; - Asset Integrity Management, Maintenance Management; - BART (Baseline Assessment Risk Tool) implementation, Simultaneous Operations Operating Plans; - Process Safety Reinforcement Plan, Emergency Preparedness & Response Plans; - Individuazione dei Safety Critical Equipment e utilizzo della metodologia "risk based inspection" (norma API 581) e Fitness for Service (norma API 579) per la definizione dei programmi ottimali di ispezione e per l'identificazione delle priorità di intervento di manutenzione di tipo preventivo sulla base dei difetti riscontrati e l'esercibilità dei componenti di impianto; - Sviluppo di strumenti digitali innovativi e big data analytics per migliorare le performance operative e l'asset integrity. In particolare implementazione del progetto Digital Lighthouse dalla Val d'Agri ad altri top value asset upstream e downstream (e.g. sala centralizzata per il monitoraggio real time degli asset produttivi, smart operator, centri operativi integrati, modellizzazione apparecchiature strategiche e centro di competenze integrato); - 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. 98-99



Obiettivi aziendali →



Redditività aziendale



Corporate Reputation



Rapporti con Stakeholder, Sviluppo Locale

PAESE/CONTROPARTE

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).

UPSTREAM

- 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;
- Collaterali a mitigazione (garanzie sovrane, parent company guarantees, lettere di credito);
- Negoziazione di carry agreement e meccanismi di offsetting con le NOC attraverso poste debitorie presenti nel Paese.

→ Rif. pag. 96-98



EVOLUZIONE NORMATIVA /REGOLATORIA G&P

Possibile inasprimento del contesto normativo/regolatorio nazionale e internazionale nel settore Gas & Power con potenziali impatti in termini di redditività aziendale.

- 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.

→ Rif. pag. 105



STAKEHOLDER

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

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e del relativo processo di incentivazione;
- Piani di comunicazione mirati e iniziative di comunicazione delle strategie e attività Eni anche attraverso social media con un target prevalentemente istituzionale;
- 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 e monitoraggio della reputazione aziendale (RepLab) per tutte le categorie di stakeholder.

→ Rif. pag. 99 e pag. 106



CONTRATTI LONG-TERM GAS

Potenziale disallineamento nel costo di fornitura e nei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti di approvvigionamento gas long-term rispetto alle attuali condizioni di mercato e gestione arbitrati/negoziati con i fornitori gas.

- Proseguimento del processo di ristrutturazione del portafoglio supply attraverso la rinegoziazione di prezzi-volumi;
- Bilanciamento del portafoglio attraverso la 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.

→ Rif. pag. 104-105



INDAGINI E CONTENZIOSI

Contenziosi in materia ambientale e sanitaria ed evoluzione della normativa HSE con l'emergere di contingent liabilities, 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.

- 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;
- Iniziative di comunicazione mirate;
- Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere;
- Attività di audit sulla compliance alle normative anti-corruzione e 231.

→ Rif. pag. 99-104 e pag. 106



CYBER SECURITY

Cyber Security & Spionaggio industriale.

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- 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 delle metodologie di valutazione della Cyber Security per una gestione più efficiente ed efficace del rischio cyber, in particolare attraverso una revisione del modello di stima dell'impatto economico-operativo e del fattore di esposizione per singolo asset.

→ Rif. pag. 103



GOVERNANCE

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance¹, 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, cogliendo l'esigenza di approfondire il dialogo con il mercato, il 30 gennaio 2018 a Londra, in continuità con quanto fatto sin dal 2013, Eni ha organizzato un incontro di "corporate governance roadshow" della Presidenza del Consiglio di Amministrazione di Eni con i principali investitori istituzionali, per presentare, tra l'altro, le principali iniziative intraprese, con un focus sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, sull'Advisory Board e sull'impegno della Società, a partire dal Consiglio, a rafforzare ulteriormente la cultura di compliance e in materia di climate change.

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

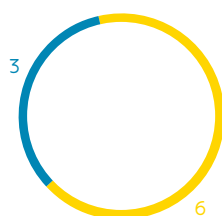
azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini 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. Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7² 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 Rischi³, il Comitato Re-

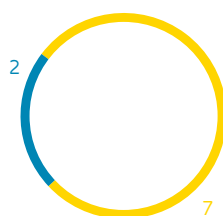
COMPOSIZIONE CDA

Lista di provenienza



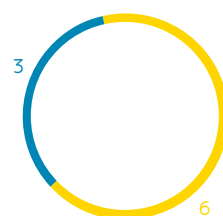
● maggioranza
● minoranza

Indipendenza^(a)



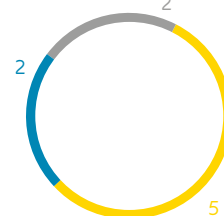
● indipendenti
● non indipendenti

Diversità di genere



● uomini
● donne

Fasce di età^(b)



● 40-50 anni
● 51-60 anni
● 61-70 anni

[a] Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge.

[b] Dati al 31 dicembre 2018.

[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.

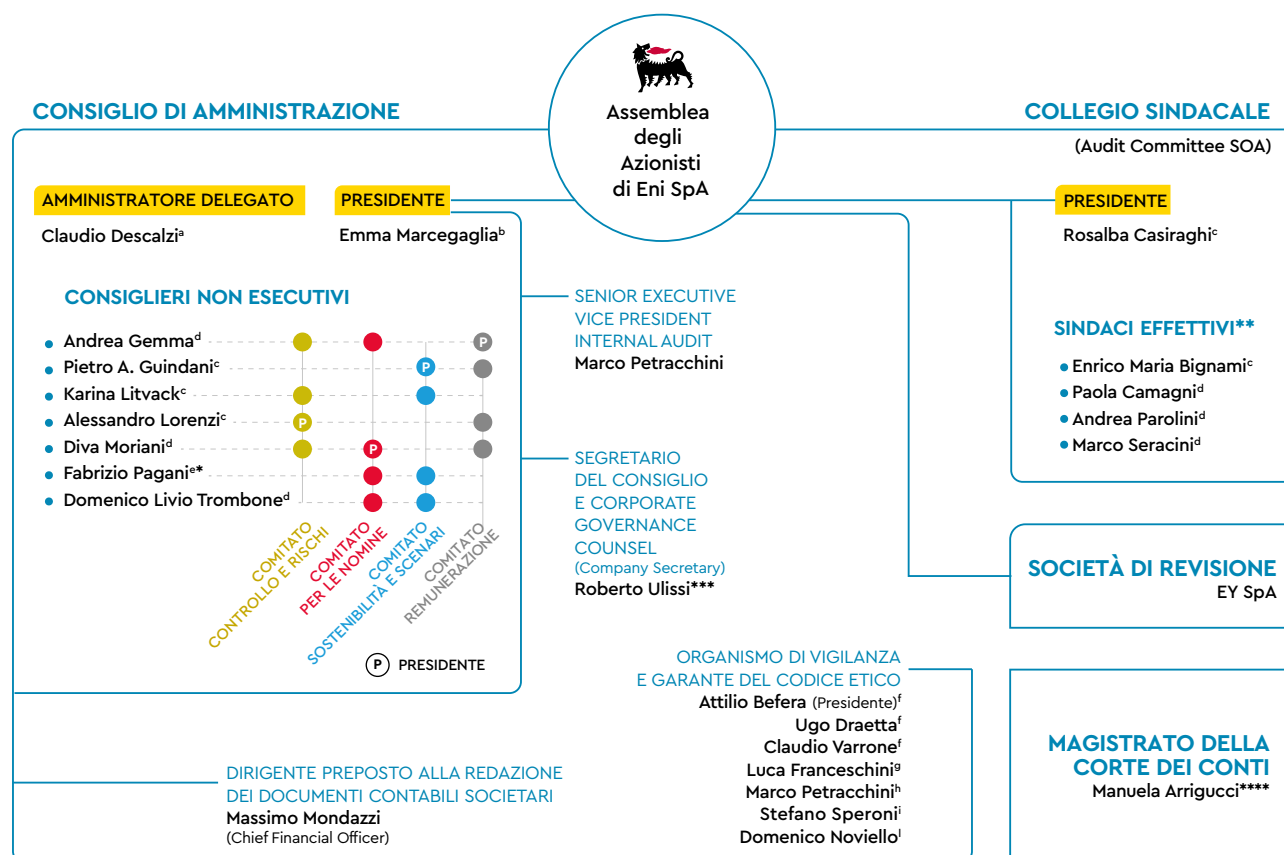
[3] Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possiedano l'esperienza sopra indicata. La composizione del Comitato in termini di esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.

munerazione⁴, 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 confer-

mato 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 indipendenza⁵.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 14 marzo 2019:



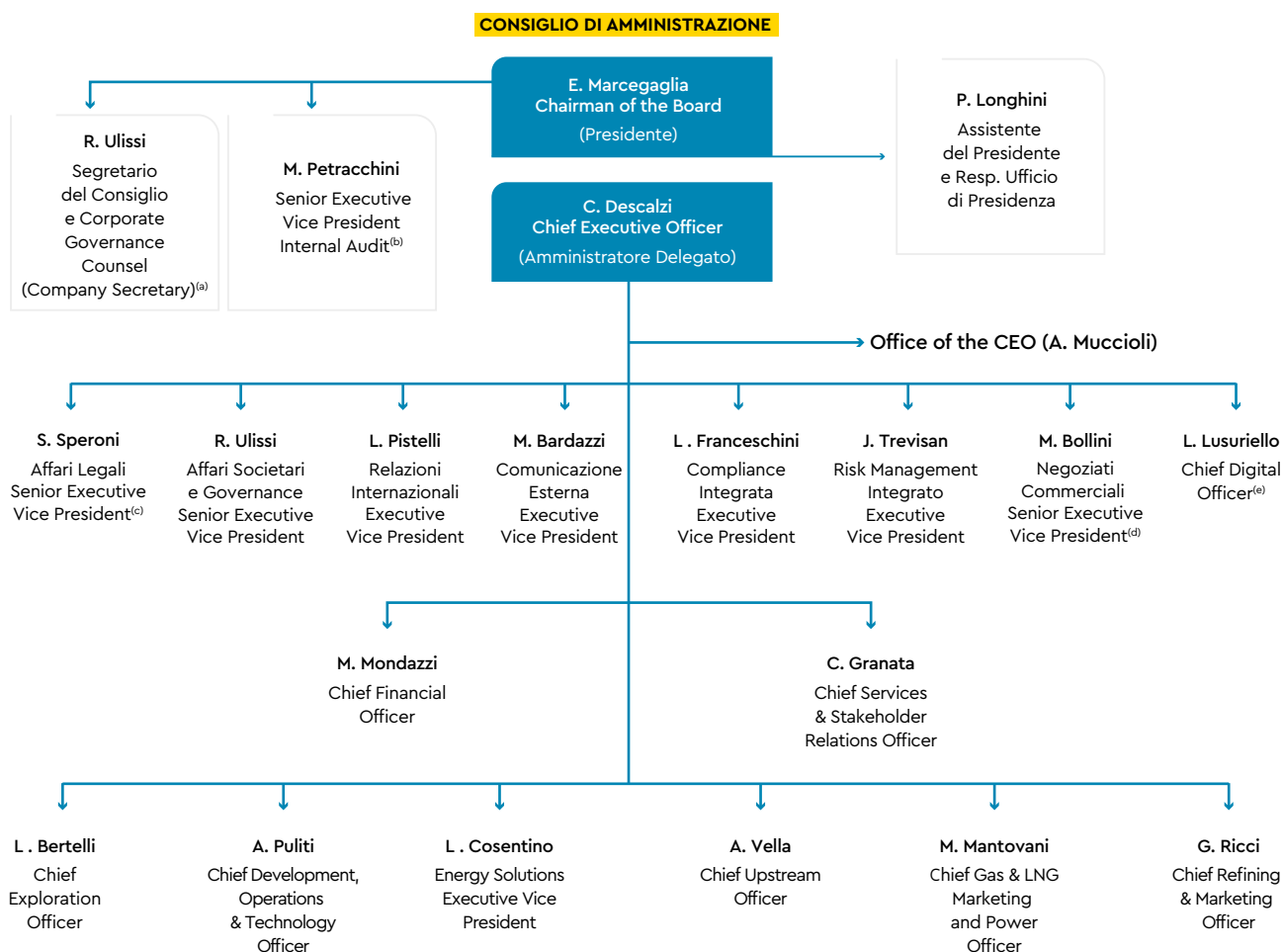
- a Componente eletto dalla lista di maggioranza.
b Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
c Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
d Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente 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. Fino al 31 dicembre 2018 Marco Bollini.
* 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) è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 14 marzo 2019:



[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° gennaio 2019.

[d] Dal 1° gennaio 2019. Fino al 31 dicembre 2018, Senior Executive Vice President Affari Legali.

[e] Dal 18 settembre 2018.

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, sostenibilità⁶, 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, 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.

[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.

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 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.

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 quattro volte negli ultimi 7 anni, completata da ultimo nel febbraio 2018 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 2018 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 2018, in continuità con le iniziative già intraprese, si sono svolte sessioni di formazione attraverso visite ai laboratori delle aree operative upstream e rinnovabili e all'impianto di Zohr in Egitto, quest'ultimo 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.

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.

[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 2018.

[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 2018

- Relazione Finanziaria 2017⁹, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario;
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi sostenibilità nella definizione dei piani di performance;
- Risultati HSE 2017;
- Documento volontario di reportistica di sostenibilità di Eni (cd. Eni for);
- Scenario di sostenibilità;
- Aggiornamento della Dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act";
- Dichiarazione Eni sul rispetto dei Diritti Umani;
- Climate Governance.

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 Società¹⁰.

L'Advisory Board

Il Consiglio di Amministrazione di Eni del 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board¹¹, 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 2018 l'Advisory Board si è riunito tre volte, nei mesi di aprile, giugno e settembre, per affrontare tematiche relative a dinamiche geopolitiche, posizionamento strategico di Eni in uno scenario di decarbonizzazione, evoluzione dei mercati energetici, trasformazioni dell'industria energetica ed energie rinnovabili.

La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, è definita 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, collegata ai risultati conseguiti, 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.

Per quanto riguarda in particolare le tematiche di sostenibilità, gli obiettivi dell'Amministratore Delegato, ai fini della valutazione della performance annuale, comprendono, anche per il 2019, obiettivi di sostenibilità ambientale e sul capitale umano. Gli obiettivi dei Dirigenti con responsabilità strategiche sono declinati sulla base di quelli assegnati al vertice aziendale secondo le stesse prospettive di interesse degli stakeholder, nonché su obiettivi individuali, in coerenza con il perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto e con quanto previsto nel Piano Strategico della Società.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della Relazione sulla Remunerazione disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea.

[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 2018 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2018.

[11] Maggiori informazioni sono disponibili sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

OBIETTIVI 2018 AI FINI DEL PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO 2019

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI (25%)	RISULTATI OPERATIVI E SOSTENIBILITÀ DEI RISULTATI ECONOMICI (25%)	SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E CAPITALE UMANO (25%)	EFFICIENZA E SOLIDITÀ FINANZIARIA (25%)
INDICATORI Earning Before Tax (12,5%) Free cash flow (12,5%)	INDICATORI Produzione idrocarburi (12,5%) Risorse esplorative (12,5%)	INDICATORI Emissioni CO ₂ (12,5%) Severity Incident Rate (12,5%)	INDICATORI ROACE adjusted (12,5%) Net Debt/EBITDA adjusted (12,5%)
LEVE Espansione dell'upstream Rafforzamento nel Gas & Power Resilienza nel downstream Green business	LEVE Modello fast track Crescita acreage esplorativo Diversificazione	LEVE Decarbonizzazione HSE e sostenibilità	LEVE Disciplina finanziaria Efficienza dei costi operativi e G&A Ottimizzazione del capitale circolante

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi¹²

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 fondamento anche nel Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), 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.

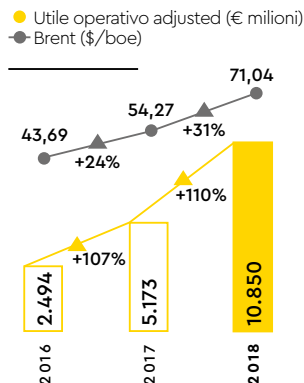
La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset 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.

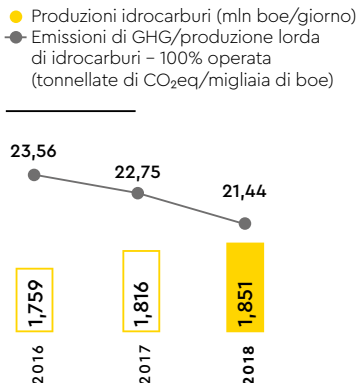
[12] Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2018.

EXPLORATION & PRODUCTION

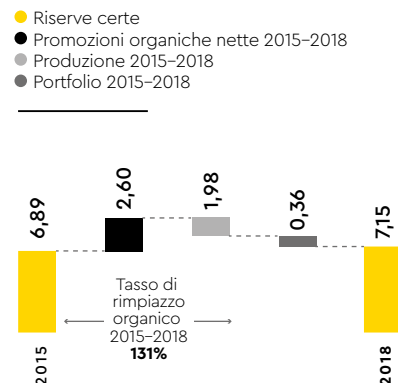
REDDITIVITÀ VS. BRENT



ECCELLENZA OPERATIVA



EVOLUZIONE RISERVE CERTE (mld boe)



Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) si attesta allo 0,30, confermandosi ad un livello più basso rispetto alla media del settore. Si conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 46% rispetto al 2014.
- Emissioni da flaring in riduzione dell'8% rispetto al 2017 per effetto del raggiungimento della configurazione di zero flaring nel campo di Burun in Turkmenistan e della riduzione del flaring di emergenza. Tale performance è in linea con il nostro obiettivo di zero routine flaring al 2025. Nel 2018 Eni ha investito €39 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Nigeria e Libia.
- L'indice di intensità GHG upstream è migliorato del 6% rispetto al 2017 e del 20% rispetto al livello 2014 grazie, in particolare, alla riduzione delle emissioni da flaring, al contributo dei campi a gas di Zohr in Egitto e di Jangkrin in Indonesia, oltre all'incremento produttivo di Goliat in Norvegia, asset a minore intensità emissiva rispetto alla media upstream. Questi trend sono in linea con l'obiettivo di riduzione del 43% nel 2025 vs. 2014.
- Volumi di acqua reiniettata al 60% grazie al proseguimento delle iniziative in diversi siti produttivi, in particolare in Egitto ed Ecuador.
- Nel 2018 il settore E&P ha più che raddoppiato l'utile operativo adjusted rispetto al 2017, raggiungendo il livello più elevato degli ultimi quattro anni. Tale trend riflette più che proporzionalmente il rafforzamento dello scenario Brent dei primi dieci mesi (+31% la quotazione media annua del Brent in dollari) e la crescita produttiva, sostenuta dal maggiore contributo di barili a più elevato profitto unitario.
- Produzione di idrocarburi record pari a 1,851 milioni di boe/giorno (+2,5% rispetto al 2017 a prezzi costanti). Il contributo da avvisi/ramp-up nell'anno è stato di oltre 300 mila boe/giorno.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2018 ammontano a 7,15 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 71,4 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 124%; tasso di rimpiazzo organico del 100% (105% a prezzi costanti). Media triennale del tasso di rimpiazzo organico pari al 131%. La vita utile residua delle riserve è di 10,6 anni (10,5 anni nel 2017).



RISORSE
SCOPERTE

600 mln boe
al costo unitario di 1,5 \$/boe



ESPANSIONE
IN MEDIO ORIENTE

~400 mila boe/giorno
obiettivo produttivo
a lungo termine



PRODUZIONE
RECORD

1,85 mln boe/g
+2,5% rispetto al 2017



CASH FLOW
PER BOE

22,5 \$/boe
raggiunto in anticipo
rispetto ai piani

Gestione del portafoglio

- Firmati accordi di importanza strategica con Emirati Arabi Uniti, Oman e Bahrain. In particolare gli accordi raggiunti negli Emirati Arabi Uniti e in Oman includono l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione di campi a olio e gas, offshore e onshore. L'intesa raggiunta col Bahrain creerà ulteriori opportunità esplorative offshore. Innovazione tecnologica, competenza scientifica, velocità di start-up e collaborazione con i Paesi ospitanti, hanno consentito ad Eni di consolidare la propria presenza in un'area fondamentale per lo sviluppo dell'industria energetica:
 - acquisiti i due Concession Agreement della durata di 40 anni per l'ingresso con una quota del 5% nel giacimento in produzione a olio di Lower Zakum e con una quota del 10% nei giacimenti in produzione a olio, condensati e gas di Umm Shaif e Nasr, nell'offshore di Abu Dhabi;
 - assegnata una quota del 25% nella concessione offshore denominata Ghasha in Abu Dhabi, che comprende i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Dalma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra. Lo start-up produttivo è previsto nel 2022. Nel gennaio 2019, Eni si è aggiudicata l'operatorship con una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore del Paese;
 - nell'offshore dell'Oman è stato assegnato il Blocco esplorativo 47 ed è stato firmato un Head of Agreement per il Blocco esplorativo 77 nell'onshore del Paese. Eni svolgerà il ruolo di operatore in entrambi i blocchi con una quota del 90% e del 50%, rispettivamente;
- firmato con l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain un memorandum d'intesa con l'obiettivo di perseguire future attività di esplorazione nel Blocco 1, un'area offshore ancora in gran parte inesplorata situata nelle acque territoriali settentrionali del Paese;
- acquisite tre concessioni esplorative onshore dell'Emirato di Sharjah.
- Dual Exploration Model:
 - cessione a Mubadala Petroleum, società degli Emirati Arabi, del 10% della concessione di Shorouk nell'offshore dell'Egitto, nella quale si trova il giacimento supergiant a gas di Zohr;
 - diluita la partecipazione del blocco esplorativo Nour con l'ingresso di BP con una quota del 25% e di Mubadala con la quota del 20%;
 - firmati accordi in Messico per lo scambio di quote di partecipazione di asset esplorativi con la società Lukoil;
 - firmato accordo per la cessione, nell'offshore del Messico, di una quota del 35% nella licenza operata di Area 1 dove sono stati scoperti 2,1 miliardi di boe in posto alla società Qatar Petroleum.
- Rafforzamento della presenza in Norvegia grazie al closing dell'accordo di fusione tra la consociata Eni Norge e Point Resources con la creazione di Vår Energi, joint venture valutata all'equity (Eni 69,6%) che svilupperà le attività dei due partner in Norvegia con target produttivo di 250 mila boe/giorno atteso nel 2023.

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 periodo. Nel corso del 2018 sono state aggiunte 620 milioni di boe di risorse equity. Importanti scoperte/appraisal sono state effettuate in Egitto, Cipro, Norvegia, Angola, Nigeria, Messico ed Indonesia. Il tasso di successo commerciale raggiunge il 66% in quota Eni, il più elevato degli ultimi diciotto anni.
- Finalizzato un accordo in Libia con la National Oil Corporation e BP per rilanciare l'esplorazione nel Paese. L'accordo rafforza la partnership nell'ambito di iniziative di sviluppo sociale attraverso l'attuazione di programmi specifici di istruzione e formazione.
- Assegnati i Blocchi 4 e 9 nell'offshore profondo del Libano. Eni possiede di entrambi i blocchi una quota del 40%.
- Acquisite 124 nuove licenze esplorative con una quota del 100%. Le licenze sono localizzate nell'Eastern North Slope in Alaska, considerata un'area ad alto potenziale minerario, in prossimità di facility produttive esistenti.
- Sottoscritto il contratto petrolifero per i diritti di esplorazione e sviluppo del Blocco offshore A5-A nelle acque profonde dello Zambesi, in Mozambico. Il blocco sarà operato da Eni con una quota del 59,5%.
- Assegnata l'operatorship delle licenze Area 24 con una quota del 65% e Area 28 con una quota del 75%, nell'offshore del Messico.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 29.300 chilometri di nuovo acreage.
- L'attività esplorativa e di appraisal è stata pari a €750 milioni (€715 milioni nel 2017) ed include gli investimenti di ricerca esplorativa ed i costi di prospezioni, studi geologici e geofisici spesi nel corso dell'esercizio. L'attività esplorativa e di appraisal ha riguardato circa il 45% del totale dell'attività nel 2018 ed è stata eseguita in particolare in Indonesia, Norvegia, Stati Uniti, Angola e Vietnam.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2018 sono pari a €380 milioni (€525 milioni nel 2017) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €93 milioni (€252 milioni nel 2017) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Vietnam e Marocco. A fine esercizio risultano 80 pozzi in progress (40,3 in quota Eni).

Sviluppo

- Nel corso dell'anno conseguito il ramp-up, in anticipo rispetto alle previsioni, dei grandi progetti ad elevata marginalità come Zohr e Noroos in Egitto, Jangkrik in Indonesia, OCTP in Ghana nonché Nenè Marine fase 2 in Congo. Inoltre come pianificato sono stati avviati i giacimenti Ochigufu, Vandumbu e UM8 nel Blocco operato 15/06 in Angola, OCTP fase gas a sostegno del mercato domestico del Ghana e Bahr Essalam fase 2 e Wafa compression in Libia.
- Ottenuti dai partner della joint venture di Area 4 impegni d'acquisto di lungo termine del GNL nell'ambito del progetto Rovuma LNG, passo decisivo per la decisione finale d'investimento della prima fase del progetto per la realizzazione di due treni di liquefazione da 7,6 milioni di tonnellate/anno ciascuno e per assicurare i relativi finanziamenti.
- Sanzionati i programmi di sviluppo dei giacimenti di Cabaça North & Cabaça South-East UM4/5 nell'ambito del progetto operato East Hub nel Blocco 15/06 in Angola. Lo start-up è previsto nel 2021. Inoltre è stato firmato un emendamento del PSA del Blocco 15/06 per l'ampliamento della superficie esplorativa nell'area occidentale del blocco. L'accordo conferma la strategia Eni di rapida messa in produzione delle scoperte beneficiando delle sinergie con le facility produttive esistenti.
- Approvati i progetti di sviluppo operati relativi all'Area 1 in Messico con start-up del progetto pilota atteso nel 2019 e alla scoperta Merakes in Indonesia, in sinergia con le infrastrutture esistenti del campo Jangkrik. Nel corso dell'anno sanzionati complessivamente sei progetti di sviluppo (oltre a quelli citati: in Italia, Egitto e Congo).
- Firmato un accordo per l'acquisizione della restante quota del 70% e l'operatorship del campo in produzione di Oooguruk. Il giacimento, situato nel Mare di Beaufort, nel North Slope dell'Alaska, è in produzione dal 2008. Gli impianti di produzione garantiscono condizioni operative in totale sicurezza e nel rispetto dell'ambiente. Inoltre Eni potrà fare leva sulla cooperazione e sulle eccellenti relazioni esistenti con le comunità locali. L'acquisizione consentirà a Eni di aumentare immediatamente la propria produzione in Alaska e di implementare importanti ottimizzazioni e sinergie operative con il giacimento operato di Nikaitchuq.
- Approvata l'estensione di dieci anni degli asset situati nella Great Nooroos Area, una delle aree più prolifiche del Delta del Nilo, nell'offshore dell'Egitto. L'estensione rafforza il portafoglio gas di Eni, consolidando la strategia di esplorazione "near field" che ha rivitalizzato la produzione operata nell'area del Delta del Nilo. Inoltre, le Autorità egiziane hanno autorizzato l'estensione della concessione di Ras Qattara per un ulteriore periodo di cinque anni. A seguito di questa estensione, una nuova campagna di perforazione sbloccherà le restanti riserve di idrocarburi e consentirà ulteriori attività d'esplorazione all'interno del bacino del Deserto Occidentale.
- Firmato nel marzo 2019 un accordo con Qatar Petroleum per la cessione di una quota del 30% nel permesso operato di Tarfaya Offshore Shallow in Marocco. A seguito dell'accordo Eni manterrà l'operatorship con una quota del 45%. L'operazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità del Paese.
- Firmato un accordo di cooperazione con United Nations Development Programme (UNDP) con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo sostenibile e favorire il raggiungimento degli SDGs, in particolare l'accesso universale all'energia entro il 2030, azioni volte a combattere i cambiamenti climatici e la protezione, il ripristino e l'uso sostenibile dell'ecosistema. L'accordo conferma l'impegno di Eni nell'ambito dell'accesso all'energia, soprattutto in Africa, e come sia parte integrante del nostro modello di business.
- Firmato con la FAO (Food and Agriculture Organization) un accordo di collaborazione per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura per uso domestico e per irrigazione in Nigeria, in particolare nell'area nord-est, tramite la realizzazione di pozzi. In particolare, la FAO fornirà supporto all'individuazione delle zone di intervento, nonché collaborazione tecnica e know-how, mentre Eni perforerà i pozzi, li doterà di sistemi fotovoltaici, e garantirà formazione all'uso e alla manutenzione mirate alla sostenibilità a lungo termine.
- Gli investimenti di sviluppo netti sono pari a circa €6 miliardi (€6 miliardi nel 2017) al netto della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€170 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€280 milioni).
- Nel 2018 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €96 milioni (€83 milioni nel 2017).

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 vigore¹; 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 ope-

ratrice (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 valutazione² 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 indipendenti³. 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 2018³ da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Société Generale de Surveillance (SGS) hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2018 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 26% delle riserve Eni al 31 dicembre

(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 società SGS.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2018.

2018⁴. Nel triennio 2016-2018 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 95% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2018 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è M'Boundi (Congo).

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 2017	6.430	560	6.990
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	813	(102)	711
Effetto prezzo	(41)	3	(38)
Promozioni nette	772	(99)	673
Portfolio	(196)	362	166
Produzione	(650)	(26)	(676)
Riserve certe al 31 dicembre 2018	6.356	797	7.153
Tasso di rimpiazzo all sources	[%]		124
Tasso di rimpiazzo organico			100
Tasso di rimpiazzo organico, al netto dell'effetto prezzo			105

Le riserve certe al 31 dicembre 2018 sono pari a 7.153 milioni di boe, di cui 6.356 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 673 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (+169 milioni di boe), a seguito principalmente della decisione finale di investimento dei progetti operati di Area1 in Messico, Merakes in Indonesia ed Argo e Cassiopea in Italia; (ii) revisioni di precedenti stime (+491 milioni di boe) riferite all'avanzamento nello sviluppo dei progetti in portafoglio quali Zohr e Nidoco NW in Egitto e Kashagan in Kazakhstan; e (iii) miglioramenti da recupero assistito (+13 milioni di boe) in particolare in Egitto ed Iraq. Le promozioni includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario a causa del deterioramento del contesto operativo locale (106 milioni di boe).

Le promozioni sono penalizzate da un effetto prezzo negativo di 38 milioni di boe dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento da 54,4 \$/barile nel 2017 a 71,4 \$/barile del 2018.

Il portfolio di 166 milioni di boe è riferito a: (i) l'acquisto di riserve certe relativo all'ingresso nei due Concession Agreement di

Lower Zakum e di Umm Shaif e Nasr in Abu Dhabi; (ii) la fusione tra Eni Norge AS e Point Resources AS; e (iii) la cessione del 10% del progetto Zohr a Mubadala Petroleum e di altri asset minori. Il tasso di rimpiazzo organico⁵ delle riserve certe si attesta al 100% e all sources al 124% e tiene conto del declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario (corrispondente a 15 punti percentuali di tasso di rimpiazzo).

La vita utile residua delle riserve è pari a 10,6 anni (10,5 anni nel 2017).

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2018 ammontano a 2.309 milioni di boe, di cui 1.127 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 183 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 975 milioni di barili di liquidi e 173 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 2017	2.629
Conversione a riserve certe sviluppate	(777)
Nuove scoperte ed estensioni	166
Revisioni di precedenti stime	278
Miglioramenti da recupero assistito	6
Acquisizioni	280
Cessioni	(273)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2018	2.309

(4) Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

(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 rischio 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 2018 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 320 milioni di boe a seguito essenzialmente di: (i) avanzamento nella conversione a riserve certe sviluppate (777 milioni di boe); (ii) nuove scoperte ed estensioni (166 milioni di boe), a seguito principalmente della FID dei progetti Area 1 in Messico e Merakes in Indonesia; (iii) revisioni di precedenti stime (278 milioni di boe) principalmente per l'avanzamento del progetto di sviluppo di Zohr in Egitto. Le revisioni di precedenti stime includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario a causa del deterioramento del contesto operativo locale (106 milioni di boe); (iv) miglioramenti da recupero assistito (6 milioni di boe) in particolare in Iraq; (v) cessioni (273 milioni di boe) riferite alle citate vendite di quote di partecipazione in Egitto ed altri asset minori; e (vi) acquisizioni (280 milioni) riferite alle citate Abu Dhabi e il progetto di fusione in Norvegia.

Durante il 2018, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 777 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, Kashagan in Kazakhstan, Bahr Eassalam e Wafa in Libia e Sankofa in Ghana.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €6,2 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco tempo-

rale 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 0,6 miliardi di boe rimaste tali per 5 o più anni sono diminuite di 0,4 miliardi di boe rispetto al 2017 a seguito dell'avanzamento dei progetti di sviluppo in Kazakhstan, Iraq e Libia nonché del declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario a causa del deterioramento del contesto operativo locale. Le riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni sono concentrate principalmente: (i) in Kazakhstan (0,1 miliardi di boe) nel giacimento di Kashagan relative al completamento dello sviluppo in corso (per maggiori informazioni v. Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan); (ii) 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; e (iii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,4 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.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

	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	2018			2017			2016		
Italia	208	33.958	428	215	32.003	422	176	27.648	354
Sviluppate	156	27.744	336	169	27.962	350	132	23.925	287
Non sviluppate	52	6.214	92	46	4.041	72	44	3.723	67
Resto d'Europa	48	9.055	106	360	25.390	525	264	24.889	426
Sviluppate	44	8.502	99	219	21.829	360	228	22.674	374
Non sviluppate	4	553	7	141	3.561	165	36	2.215	52
Africa Settentrionale	493	81.862	1.022	476	89.071	1.052	454	105.872	1.139
Sviluppate	317	40.967	582	306	34.913	532	287	49.054	605
Non sviluppate	176	40.895	440	170	54.158	520	167	56.818	534
Egitto	279	149.366	1.246	280	123.210	1.078	281	156.316	1.293
Sviluppate	153	94.332	764	203	40.228	463	205	22.630	352
Non sviluppate	126	55.034	482	77	82.982	615	76	133.686	941
Africa Sub-Sahariana	718	99.240	1.361	764	103.629	1.436	809	78.369	1.317
Sviluppate	551	52.973	895	546	47.949	856	507	46.769	809
Non sviluppate	167	46.267	466	218	55.680	580	302	31.600	508
Kazakhstan	704	56.324	1.066	766	59.697	1.150	767	70.349	1.221
Sviluppate	587	52.263	925	547	53.179	891	556	63.391	966
Non sviluppate	117	4.061	141	219	6.518	259	211	6.958	255
Resto dell'Asia	476	34.446	700	232	30.133	427	307	28.395	491
Sviluppate	252	23.271	403	81	24.376	238	124	7.911	175
Non sviluppate	224	11.175	297	151	5.757	189	183	20.484	316
America	252	7.839	302	162	6.370	203	163	9.993	227
Sviluppate	143	4.351	170	144	4.842	176	143	9.580	205
Non sviluppate	109	3.488	132	18	1.528	27	20	413	22
Australia e Oceania	5	18.432	125	7	20.054	137	9	20.964	145
Sviluppate	5	12.796	87	5	14.709	101	8	15.822	111
Non sviluppate		5.636	38	2	5.345	36	1	5.142	34
Totale società consolidate	3.183	490.522	6.356	3.262	489.557	6.430	3.230	522.795	6.613
Sviluppate	2.208	317.199	4.261	2.220	269.987	3.967	2.190	261.756	3.884
Non sviluppate	975	173.323	2.095	1.042	219.570	2.463	1.040	261.039	2.729
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	297	10.202	363						
Sviluppate	154	7.816	205						
Non sviluppate	143	2.386	158						
Africa Settentrionale	11	382	14	12	371	14	13	414	14
Sviluppate	11	382	14	12	371	14	13	414	14
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	12	8.788	68	12	9.879	75	15	10.421	82
Sviluppate	8	1.633	17	6	2.348	20	8	2.927	26
Non sviluppate	4	7.155	51	6	7.531	55	7	7.494	56
Resto dell'Asia				41		1		149	2
Sviluppate				41		1		149	2
Non sviluppate									
America	37	48.613	352	136	51.505	470	140	98.633	779
Sviluppate	32	48.613	347	25	51.505	359	22	50.445	349
Non sviluppate	5		5	111		111	118	48.188	430
Totale società in joint venture e collegate	357	67.985	797	160	61.796	560	168	109.617	877
Sviluppate	205	58.444	583	43	54.265	394	43	53.935	391
Non sviluppate	152	9.541	214	117	7.531	166	125	55.682	486
Totale riserve certe	3.540	558.507	7.153	3.422	551.353	6.990	3.398	632.412	7.490
Sviluppate	2.413	375.643	4.844	2.263	324.252	4.361	2.233	315.691	4.275
Non sviluppate	1.127	182.864	2.309	1.159	227.101	2.629	1.165	316.721	3.215

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 536 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 l'88% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi del 2018 è stata di 1,851 milioni di boe/giorno, la media annua più elevata di sempre. La performance riflette il contributo dei ramp-up dei progetti del 2017 in particolare in Egitto, Indonesia, Angola, Congo e Ghana e degli start-up 2018 (per un contributo complessivo di oltre 300 mila boe/giorno), le maggiori produzioni di Kashagan, di Goliat e di Val d'Agri, nonché l'ingresso nei due Concession Agreement offshore in produzione di Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%) negli Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai minori entitlement nei PSA per l'effetto prezzo, dai minori volumi di gas prodotti in alcuni Paesi a causa di eventi esogeni, dai declini di giacimenti maturi e da alcuni effetti one-off (chiusura del contratto Intisar in Libia e fermate straordinarie). Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA di circa 10 mila boe/giorno, la produzione dell'anno è in crescita del 2,5%.

La produzione di petrolio è stata di 887 mila barili/giorno. I ramp-up del periodo e l'ingresso nelle attività produttive degli Emirati Arabi Uniti sono stati parzialmente compensati dall'effetto prezzo e dal declino dei giacimenti maturi.

La produzione di gas naturale è stata di 149 milioni di metri cubi/giorno. Il contributo dei ramp-up/start-up è stato compensato dagli effetti degli eventi esogeni in alcuni Paesi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 625 milioni di boe. La differenza di 50,6 milioni di boe rispetto alla produzione di 675,6 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (43,5 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (320 milioni di barili) è stata destinata per circa il 70% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (47,1 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 20% al settore Gas & Power.

Produzione annuale di idrocarburi^{(a)(b)}

	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)
Società consolidate	2018			2017			2016		
Italia	22	4,4	50	19	4,6	49	17	4,9	49
Resto d'Europa	41	4,6	71	37	4,9	69	40	5,2	73
Croazia		0,1	1		0,2	1		0,3	2
Norvegia	33	2,5	49	29	2,7	47	31	2,7	48
Regno Unito	8	2,0	21	8	2,0	21	9	2,2	23
Africa Settentrionale	56	13,4	144	58	18,1	175	60	16,5	167
Algeria	24	1,1	31	25	1,2	33	28	1,2	36
Libia	31	12,2	111	32	16,8	140	31	15,2	129
Tunisia	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	28	12,6	110	26	8,9	84	28	6,2	68
Africa Sub-Sahariana	89	5,3	123	90	4,6	119	91	4,8	122
Angola	41	0,9	46	43	0,5	46	40	0,5	43
Congo	24	1,6	34	23	1,2	30	26	1,5	36
Ghana	5	0,2	7	3		3			
Nigeria	19	2,6	36	21	2,9	40	25	2,8	43
Kazakhstan	35	2,7	52	30	2,7	48	24	2,6	41
Resto dell'Asia	28	5,7	65	20	3,6	43	28	2,5	45
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	14		14						
Indonesia	1	3,9	26	1	2,0	14	1	0,5	4
Iraq	10	0,4	13	15	0,2	16	23	0,2	25
Pakistan		1,1	7		1,4	9		1,8	12
Turkmenistan	2	0,3	4	3		3	3		3
America	19	1,2	27	23	2,0	36	25	2,7	43
Ecuador	4		4	4		4	4		4
Stati Uniti	15	0,9	21	19	1,4	28	21	2,0	34
Trinidad e Tobago		0,3	2		0,6	4		0,7	5
Australia e Oceania	1	1,2	8	1	1,1	8	1	1,2	8
Australia	1	1,2	8	1	1,1	8	1	1,2	8
	319	51,1	650	304	50,5	631	314	46,6	616
Società in joint venture e collegate									
Angola	1	0,9	7	1	0,9	8		0,3	2
Indonesia				1	0,1	1	1	0,2	2
Tunisia	1	0,1	1	1	0,1	1	1	0,1	2
Venezuela	3	2,3	18	4	2,8	22	5	2,6	22
	5	3,3	26	7	3,9	32	7	3,2	28
Totale	324	54,4	676	311	54,4	663	321	49,8	644

(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 (43,5, 35,2 e 32,1 milioni di boe, rispettivamente nel 2018, 2017 e 2016).

Produzione giornaliera di idrocarburi^{(a)(b)}

	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)
Società consolidate	2018			2017			2016		
Italia	60	12,1	138	53	12,5	134	47	13,3	133
Resto d'Europa	113	12,6	194	102	13,5	189	109	14,1	201
Croazia		0,3	2		0,5	3		0,7	5
Norvegia	89	6,9	134	81	7,5	129	86	7,3	133
Regno Unito	24	5,4	58	21	5,5	57	23	6,1	63
Africa Settentrionale	154	36,8	392	158	49,6	479	165	45,2	458
Algeria	65	3,0	85	68	3,3	90	77	3,3	98
Libia	86	33,4	302	87	46,0	384	84	41,5	353
Tunisia	3	0,4	5	3	0,3	5	4	0,4	7
Egitto	77	34,5	300	72	24,4	230	76	16,9	185
Africa Sub-Sahariana	244	14,3	337	247	12,6	327	247	13,2	333
Angola	111	2,4	127	119	1,3	126	108	1,4	118
Congo	65	4,3	92	63	3,2	83	71	4,2	98
Ghana	15	0,5	18	8	0,1	9			
Nigeria	53	7,1	100	57	8,0	109	68	7,6	117
Kazakhstan	94	7,5	143	83	7,5	132	65	7,2	111
Resto dell'Asia	77	15,6	177	53	9,8	116	78	7,0	123
Cina	1		1	2		2	2		2
Emirati Arabi Uniti	39	0,1	40						
Indonesia	3	10,7	71	3	5,3	38	3	1,4	12
Iraq	28	1,0	34	40	0,6	43	64	0,5	67
Pakistan		3,0	20		3,7	24		4,9	32
Turkmenistan	6	0,8	11	8	0,2	9	9	0,2	10
America	52	3,4	75	63	5,5	99	69	7,3	116
Ecuador	12		12	12		12	10		10
Stati Uniti	40	2,4	56	51	3,9	77	59	5,3	93
Trinidad e Tobago		1,0	7		1,6	10		2,0	13
Australia e Oceania	2	3,2	23	2	3,0	22	3	3,2	24
Australia	2	3,2	23	2	3,0	22	3	3,2	24
	873	140,0	1.779	833	138,4	1.728	859	127,4	1.684
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	2,5	19	3	2,5	20	1	0,8	6
Indonesia		0,1	1	1	0,3	3	1	0,6	4
Tunisia	3	0,1	4	3	0,1	4	3	0,1	4
Venezuela	8	6,3	48	12	7,7	61	14	7,2	61
	14	9,0	72	19	10,6	88	19	8,7	75
Totale	887	149,0	1.851	852	149,0	1.816	878	136,1	1.759

(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 (119, 97 e 88 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2018, 2017 e 2016).

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2018 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.170 (2.836,6 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.640 (2.070,1 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas

naturale sono pari a 1.530 (766,5 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)

	(numero)	2018			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia		202,0	157,0	479,0	415,9
Resto d'Europa		477,0	86,5	135,0	65,3
Africa Settentrionale		592,0	242,8	116,0	63,2
Egitto		1.194,0	508,3	147,0	48,3
Africa Sub-Sahariana		2.747,0	550,4	181,0	23,0
Kazakhstan		200,0	55,1		
Resto dell'Asia		955,0	336,7	167,0	62,0
America		270,0	132,1	284,0	81,7
Australia e Oceania		3,0	1,2	21,0	7,1
		6.640,0	2.070,1	1.530,0	766,5

(a) Include 1.445 (420,8 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 2018 sono stati ultimati 24 nuovi pozzi esplorativi (15,6 in quota Eni), a fronte dei 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni) del 2017 e dei 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni) del 2016. 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 62% (66% in quota Eni), a fronte del 60% (52% in quota Eni) del 2017 e del 50% (50% in quota Eni) del 2016.

Perforazione esplorativa

	(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
		2018		2017		2016		2018	
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia		1,8					1,0	1,0	0,5
Resto d'Europa			0,5	1,2	1,3	0,1	0,4	12,0	3,5
Africa Settentrionale			0,5	0,5		0,5	1,0	8,0	7,0
Egitto		1,7	1,5	2,5	5,4	5,5	0,8	11,0	8,9
Africa Sub-Sahariana		0,4		2,9	0,3	0,1	1,1	31,0	15,1
Kazakhstan								6,0	1,0
Resto dell'Asia		2,2	2,6				0,9	8,0	2,5
America		4,0		0,5			1,0	2,0	1,5
Australia e Oceania								1,0	0,3
		10,1	5,1	7,6	7,0	6,2	6,2	80,0	40,3

(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 giustificare il completamento.

SVILUPPO

Nel 2018 sono stati ultimati 209 nuovi pozzi di sviluppo (80,2 in quota Eni) a fronte dei 178 nuovi pozzi di sviluppo (90,7 in quota Eni) del 2017 e dei 296 (118,7 in quota Eni) del 2016.

È attualmente in corso la perforazione di 38 pozzi di sviluppo (10,6 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

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2018		2017		2016		2018	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia	3,0		2,6		4,0			
Resto d'Europa	2,8	0,3	2,7	0,2	5,6		16,0	1,3
Africa Settentrionale	9,6	0,5	5,1		6,2	0,7	3,0	1,4
Egitto	30,7		49,7	2,3	32,4	0,5	5,0	2,1
Africa Sub-Sahariana	7,3	0,1	8,6		21,2	0,2	6,0	2,5
Kazakhstan	0,9		1,2		4,6		1,0	0,3
Resto dell'Asia	21,9		15,0	0,2	31,6	0,5	7,0	3,0
America	2,3		3,1		9,9	1,3		
Australia e Oceania	0,8							
	79,3	0,9	88,0	2,7	115,5	3,2	38,0	10,6

(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 giustificare il completamento.

SUPERFICI

Nel 2018 Eni ha condotto operazioni in 43 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2018 il portafoglio minerario di Eni consiste in 902 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 406.505 chilometri quadrati in quota Eni (414.918 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2017). La superficie sviluppata è di 28.386 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 378.119 chilometri quadrati in quota Eni. Nel 2018 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Emirati Arabi Uniti, Indonesia, Libano, Marocco, Messico, Norvegia e Stati Uniti, per una superficie di circa 31.000 chilometri quadrati; (ii) dal rila-

scio di licenze principalmente in Australia, Cina, Egitto, Indonesia, Marocco, Pakistan, Russia, Regno Unito e Ucraina per circa 35.000 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta per variazioni di quota principalmente in Angola e Irlanda, per circa 2.000 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale principalmente in Cipro, Gabon ed Indonesia nonché per variazioni di quota in Egitto, Norvegia e Pakistan per circa 6.400 chilometri quadrati.

Nell'ottobre 2018 è stata presentata alle Autorità competenti del Portogallo la documentazione necessaria per il rilascio volontario delle concessioni esplorative, con efficacia dal 31 gennaio 2019.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2017	31 dicembre 2018						
	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	51.206	317	13.757	58.376	72.133	9.409	36.923	46.332
Italia	16.380	140	9.962	8.871	18.833	8.303	6.684	14.987
Resto d'Europa	34.826	177	3.795	49.505	53.300	1.106	30.239	31.345
Cipro	17.967	6		22.790	22.790		17.111	17.111
Croazia	987							
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	2.117	106	2.886	9.630	12.516	492	2.136	2.628
Portogallo	3.182	3		4.547	4.547		3.182	3.182
Regno Unito	5.805	57	909	3.719	4.628	614	3.404	4.018
Altri Paesi	2.245	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	161.981	261	46.263	258.232	304.495	11.844	153.855	165.699
Africa Settentrionale	25.797	64	8.846	48.760	57.606	3.640	30.292	33.932
Algeria	1.141	42	3.283	187	3.470	1.124	31	1.155
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	9.804	1		23.900	23.900		17.925	17.925
Tunisia	1.558	10	3.600		3.600	1.558		1.558
Egitto	9.192	53	5.423	10.480	15.903	2.018	3.230	5.248
Africa Sub-Sahariana	126.992	144	31.994	198.992	230.986	6.186	120.333	126.519
Angola	4.367	58	8.200	13.241	21.441	1.064	4.239	5.303
Congo	1.471	25	1.430	1.320	2.750	843	628	1.471
Costa d'Avorio	2.905	3		4.010	4.010		2.905	2.905
Gabon	5.283	4		4.107	4.107		4.107	4.107
Ghana	579	3	226	1.127	1.353	100	479	579
Kenya	43.948	6		50.677	50.677		43.948	43.948
Liberia	585							
Mozambico	978	6		3.911	3.911		978	978
Nigeria	7.370	34	22.138	8.631	30.769	4.179	3.543	7.722
Sud Africa	26.202	1		65.505	65.505		26.202	26.202
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
ASIA	184.029	61	13.024	285.289	298.313	3.368	178.046	181.414
Kazakhstan	1.543	7	2.391	3.890	6.281	442	1.101	1.543
Resto dell'Asia	182.486	54	10.633	281.399	292.032	2.926	176.945	179.871
Cina	7.154	7	77	5.215	5.292	13	5.215	5.228
Emirati Arabi Uniti		3	2.949	5.020	7.969	217	1.255	1.472
India	5.244	1		13.110	13.110		5.244	5.244
Indonesia	22.889	13	2.943	27.230	30.173	1.198	22.571	23.769
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano		2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	13.558	4		24.080	24.080		13.558	13.558
Oman	77.146	1		90.760	90.760		77.146	77.146
Pakistan	7.401	12	3.390	11.486	14.876	872	4.914	5.786
Russia	20.862	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	23.132	5		30.777	30.777		23.132	23.132
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	6.641	252	4.419	12.543	16.962	3.056	6.247	9.303
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Messico	1.146	8		4.387	4.387		3.000	3.000
Stati Uniti	1.052	230	1.173	1.949	3.122	574	1.617	2.191
Trinidad e Tobago	66							
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	1.326	7		4.664	4.664		1.061	1.061
AUSTRALIA E OCEANIA	11.061	11	1.140	4.611	5.751	709	3.048	3.757
Australia	11.061	11	1.140	4.611	5.751	709	3.048	3.757
Totale	414.918	902	78.603	619.051	697.654	28.386	378.119	406.505

(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 (60,77%)
				Sicilia	Gela (100%), Tesoro (45%), Giurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	Norvegia^(a)	(1965)	Operato	Goliat (45,24%), Marulk (13,92%), Balder & Ringhorne (69,6%) e Ringhorne East (53,85%)	
			Non Operato	Åsgard (10,31%), Kristin (5,74%), Heidrun (3,60%), Mikkel (10,37%), Tyrihans (4,32%), Morvin (20,88%), Great Ekofisk Area (8,62%), Boyla (13,92%), Brage (8,53%) e Snorre (0,7%)	
	Regno Unito	(1964)	Operato	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
			Non Operato	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria^(b)	(1981)	Operato	Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
			Non Operato	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia^(b)	(1959)	Non Operato	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%), Area F (Blocco 118 - 50%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
				Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Blocco NC 41 - 50%)
	Tunisia	(1961)	Operato	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)	
EGITTO^{(b)(c)}		(1954)	Operato	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Melehia (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Tamsah (Tuna, Tamsah e Denise - 50%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%), Ashrafi (50%) e North Razzak (100%)	
			Non Operato	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Angola	(1980)	Operato	Blocco 15/06 (36,84%)	
			Non Operato	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 (20%)	
	Congo	(1968)	Operato	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 Operato	Pointe-Noire Grand Fond (35%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009)	Operato	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria	(1962)	Operato	OML 60, 61, 62 e 63 (20%), OML 125 (100%) e OPL 245 (50%)	
			Non Operato ^(d)	OML 118 (12,5%) e nel service contract OML 116	
KAZAKHSTAN^(b)		(1992)	Non Operato ^(e)	Karachaganak (29,25%)	
			Non Operato	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Non Operato	Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%)	
	Indonesia	(2001)	Operato	Jangkrik (55%)	
	Iraq	(2009)	Operato ^(f)	Zubair (41,6%)	
	Pakistan	(2000)	Operato	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
			Non Operato	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008)	Operato	Burun (90%)	
AMERICA	Stati Uniti	(1968)	Operato	Golfo del Messico	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
				Alaska	Nikaitchuq (100%)
			Non Operato	Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (8,5%), K2 (13,4%), Fronrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Alaska	Oooguruk (30%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non Operato		
					Perla (50%), Corocoro (26%) e Junin 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 participating 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) le attività previste nell'ambito dei progetti di tutela ambientale definiti dagli accordi con il Comune di Ravenna. Inoltre nel corso del primo semestre 2018, così come programmato, sono stati completati programmi di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello a supporto dell'occupazione.

Nella concessione Val d'Agri (Eni 60,77%, operatore) è stato avviato un programma di "trasformazione digitale" del Centro olio di Viggiano. Il progetto, attraverso l'applicazione di tecnologie digitali sviluppate da Eni, prevede di potenziare ed estendere i processi di monitoraggio del sito in ambito di sicurezza impiantistica e ambientale al fine di incrementare le performance operative.

Nel corso del 2018 sono stati completati 5 progetti, raggiungendo un totale di 35 sui 42 programmi pianificati, nell'ambito dell'Addendum 2014 al Protocollo di Accordo con la Regione Basilicata che prevede iniziative di natura ambientale, sociale e programmi per lo sviluppo sostenibile. Nel corso della prima metà dell'anno sono stati completati, così come definito, i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello. Proseguono gli impegni definiti dall'accordo Bonus Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa energetica nei Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficientamento energetico.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, ottimizzato per consentire di minimizzare significativamente l'impatto ambientale, prevede il trasporto tramite una pipeline sottomarina del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione onshore che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata. Inoltre nell'ambito delle iniziative di sviluppo sostenibile previste dal Protocollo d'Intesa in accordo con il Comune di Gela e la Regione Sicilia: (i) sono proseguiti i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, di Apprendistato di Primo Livello, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie; (ii) è stato firmato l'accordo per il progetto "Sicurezza alimentare a Gela" a supporto delle fasce vulnerabili attraverso una partnership pubblico-privata composta da Eni, l'Amministrazione Comunale di Gela e la Rete del Banco Alimentare.

RESTO D'EUROPA

Norvegia Nel dicembre 2018 è stata completata la fusione tra le società Point Resources AS e Eni Norge AS, controllate al 100% rispettivamente da HitecVision e da Eni, con la costituzione di una nuova società denominata Vår Energi AS. L'accordo di fusione ha determinato un concambio delle partecipazioni azionarie di Eni e degli azionisti di Point Resources nella nuova entità pari al 69,6% e 30,4%, rispettivamente, stabilendo un controllo congiunto in relazione alle regole di governance definite. Le finalità dell'operazione per Eni sono il rafforzamento della struttura operativa nel Paese e l'estensione/differenziazione del portafoglio minerario che offrirà una crescita produttiva superiore a quella del portafoglio

glio attuale. Infatti, la nuova entità sarà una società leader nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Norvegia, che farà leva sulla combinazione dei rispettivi punti di forza delle società d'origine. Il portafoglio della nuova società comprenderà 17 giacimenti di olio e gas con un'ampia copertura geografica, dal Mare di Barents al Mare del Nord grazie all'ingresso di nuovi asset tra cui i giacimenti in produzione di Balder & Ringhorne (Eni 69,6%), Ringhorne East (Eni 53,85%), Boyla (Eni 13,92%), Brage (Eni 8,53%) e Snorre (Eni 0,7%). La società avrà riserve e risorse per oltre 1.250 milioni di boe. La produzione è prevista raggiungere 250 mila boe/giorno nel 2023, con lo sviluppo di più di 500 milioni di boe da dieci asset esistenti e con un prezzo di breakeven inferiore a 30\$/barile. In totale la società ha in programma nei prossimi cinque anni investimenti per circa \$8 miliardi, per portare a regime questi progetti, rivitalizzare i giacimenti più maturi e effettuare nuove esplorazioni. Infine, Eni disporrà di un diritto di "first offer" in caso di uscita dei fondi di private equity gestiti da HitecVision dalla joint venture.

Nel 2019 Vår Energi si è aggiudicata 13 licenze esplorative: (i) in qualità di operatore 2 licenze esplorative nel Mare del Nord e 2 licenze esplorative nel Mare di Barents; e (ii) come partner in 5 licenze nel Mare del Nord e 4 licenze nel Mare di Norvegia.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo di delineazione della scoperta a gas e olio di Cape Vulture nelle licenze PL 128/128D (Eni 8%), in prossimità degli impianti in produzione del giacimento Norne (Eni 4,8%). I risultati del pozzo confermano la commercialità della scoperta con volumi recuperabili tra 50 e 70 milioni di boe; (ii) una nuova scoperta a olio nella licenza PL 532 (Eni 20,88%), in prossimità del progetto Johan Castberg nella medesima licenza, con un potenziale minerario stimato tra 50 e 60 milioni di olio in posto; (iii) il pozzo Goliat West mineralizzato a olio nella licenza PL 229 (Eni 45,24%), incrementando le riserve stimate del giacimento in produzione Goliat; e (iv) una scoperta a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi con una quota del 20%.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Trestakk (Eni 5,5%) con start-up previsto nel 2019 e una produzione in quota Eni pari a 4 milioni di boe; e (ii) il progetto di sviluppo Johan Castberg sanzionato nel giugno 2018. Lo start-up della produzione è atteso nel 2022.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nell'aprile 2018 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo quadro per avviare un programma di esplorazione e sviluppo nell'area del Berkine e proseguire la collaborazione nel settore ricerca e sviluppo. In particolare: (i) nel luglio 2018 un accordo per ottimizzare le infrastrutture esistenti dei giacimenti di BRN nel Blocco 403 (Eni 50%, operatore) e MLE nel Blocco 405b (Eni 75%, operatore) in sinergia con le facility di prossima realizzazione. L'accordo include anche la realizzazione di una pipeline per collegare gli asset di BRN con MLE con l'obiettivo di realizzare un hub gas nell'area; e (ii) nell'ottobre 2018 è stato firmato un accordo che prevede l'acquisizione da parte di Eni di una quota del 49% nelle concessioni di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Nord Berkine. È in programma la realizzazione dello sviluppo accelerato delle riserve stimate in 75 milioni di boe in quota Eni e di una campagna esplorativa dei tre blocchi. Lo start-up produttivo è previsto nel terzo trimestre del 2019 in sinergia con l'avvio della pipeline BRN-MLE che trasporterà il gas associato di BRN e il gas e i condensati associati del progetto di sviluppo del Berkine Nord per il trattamento presso le facility di MLE. Contestualmente sono stati firmati due protocolli d'intesa con Total con l'obiettivo di valutare il potenziale minerario nell'offshore del Paese. In particolare,

nel dicembre 2018, sono stati assegnati due permessi esplorativi per avviare le attività di acquisizione sismica nel corso del 2019.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) interventi per l'ottimizzazione della produzione sui giacimenti operati di ROM Nord (Eni 35%) e ROD (Eni 55%) e nel Blocco 404 partecipato con una quota del 12,25%; (ii) attività di drilling nel Blocco 405b presso i progetti CAFC Oil e MLE nonché l'upgrading delle facility di trattamento esistenti; e (iii) il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk nel Blocco 208 (Eni 12,25%) con la perforazione di pozzi produttori e water injection.

Libia Nel 2018 è stato finalizzato un accordo con la società di stato NOC e BP per l'assegnazione a Eni dell'operatorship e di una quota del 42,5% nell'Exploration and Production Sharing (EPSA) di BP nel Paese, in particolare nelle aree contrattuali onshore A e B e nell'area offshore C. L'accordo prevede il rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo in sinergia con le infrastrutture Eni presenti nell'area per accelerare la messa in produzione delle riserve. Inoltre l'accordo rafforza la partnership nell'ambito di iniziative di sviluppo sociale attraverso l'attuazione di programmi specifici di istruzione e formazione.

Nel corso del 2018 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo del progetto offshore Bahr Essalam fase 2 (Eni 50%), il cui completamento è previsto entro il secondo trimestre 2019. Il programma di sviluppo prevede la perforazione di dieci pozzi, di cui sette completati e avviati in produzione nel 2018, nonché l'upgrading delle facility esistenti per incrementare la capacità produttiva; (ii) il potenziamento degli impianti di trattamento gas nell'area di Mellitah (Eni 50%) e Sabraha (Eni 50%); e (iii) l'avvio di un programma di ottimizzazione della produzione del giacimento di Wafa (Eni 50%). Il progetto prevede attività di drilling e la realizzazione di nuove unità di compressione gas. In particolare, sono state avviate nel 2018 attività di infilling: un primo pozzo a gas è stato completato nel novembre 2018 e un secondo pozzo nel marzo 2019. Il completamento è atteso nel corso del 2019.

Nell'ambito degli accordi firmati nel 2017 per la realizzazione di iniziative relative alla salute ed educazione a supporto delle comunità locali, sono state definite due aree di intervento: (i) supporto alle Autorità Sanitarie locali, in particolare con un programma di ristrutturazione della clinica presso l'area di Jalo, assistenza tecnica ed iniziative di formazione medica; e (ii) la realizzazione di una pipeline per l'impianto di desalinizzazione nell'area di Zuara per fornire acqua alle comunità locali.

Nel dicembre 2018 è stato firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia elettrica nazionale GECOL e la compagnia petrolifera di stato NOC che include l'avvio di un progetto di riabilitazione di alcune centrali elettriche a supporto dell'accesso all'energia per le comunità. Inoltre sono proseguiti gli altri progetti Eni a supporto delle comunità. In particolare: (i) attività in ambito sanitario e di accesso all'acqua e all'energia presso le aree produttive di Bu-Attifel (Eni 50%) ed El Feel (Eni 33,3%); (ii) programmi di formazione in ambito medico e nel settore Oil & Gas; e (iii) interventi di ristrutturazione e realizzazione di infrastrutture a scopo sociale nonché la fornitura di farmaci.

EGITTO

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 (Eni 100%); (ii) West Sherbean (Eni 50%, operatore), nell'onshore del Delta del Nilo, in prossimità del giacimento in produzione di Nooros (Eni 75%). In caso di successo esplorativo, le attività di sviluppo potranno avvalersi delle infrastrutture esistenti.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo Faramid-S1X, mineralizzato a gas, nella concessione East Obayed (Eni 100%); (ii) le scoperte a olio A-2X e B1-X e con la recente scoperta a gas e condensati A-1X nel permesso South West Meleiha; e (iii) con il pozzo Nour-1 mineralizzato a gas nella licenza esplorativa Nour.

Nel giugno 2018 è stata completata la cessione della quota del 10% del giacimento Zohr (Eni 50%) a Mubadala Petroleum, per un ammontare pari a \$934 milioni.

Nell'agosto 2018, sono stati approvati dalle Autorità egiziane i seguenti accordi: (i) l'assegnazione ad Eni della quota dell'85% nella licenza esplorativa Nour nell'offshore del Delta del Nilo orientale. Nel dicembre 2018 è stata ceduta una quota del 20% a Mubadala Petroleum e una quota del 25% a BP nella concessione di Nour. A seguito dell'operazione Eni detiene una quota del 40%; (ii) l'estensione di dieci anni a partire dal 2021 della concessione Nile Delta (Eni 75%) contenente la concessione Abu Madi West con il giacimento di Nooros; (iii) l'estensione dell'attività esplorativa nel permesso di El Qar'a (Eni 75%), all'interno della prolifica area produttiva denominata Grand Nooros Area; (iv) l'estensione per un ulteriore periodo di cinque anni della concessione di Ras Qattara (Eni 75%) nel Western Desert; e (v) l'estensione della concessione di sviluppo di Faramid (Eni 100%).

Nel settembre 2018, con un anno di anticipo rispetto al piano di sviluppo, il progetto Zohr ha raggiunto il target di plateau produttivo pari a 365 mila boe/giorno (110 mila boe/giorno in quota Eni) con il completamento delle attività di drilling e la realizzazione e start-up delle quattro unità di trattamento onshore pianificate, oltre all'unità di trattamento avviata alla fine del 2017, portando la capacità installata ad oltre 57 milioni di metri cubi/giorno. Il plateau produttivo, rivisto al rialzo fino a circa 91 milioni di metri cubi/giorno, è atteso nel corso del 2019 con il completamento e l'avvio di ulteriori tre unità di trattamento onshore del gas e di ulteriori tre pozzi produttori per un totale di 13 pozzi complessivi.

Al 31 dicembre 2018 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$4,3 miliardi pari a €3,8 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2018. Gli investimenti previsti a piano per la fase di ramp-up della produzione di Zohr saranno finanziati con il cash flow operativo allo scenario del marker Brent di Eni.

Al 31 dicembre 2018 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 782 milioni di boe.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Baltim South West (Eni 50%, operatore) nell'offshore del Paese. Il progetto sanzionato nel 2018 prevede uno sviluppo accelerato con start-up atteso nel corso del 2019; (ii) il completamento e lo start-up di ulteriori due pozzi di sviluppo addizionali nel giacimento Nooros (Eni 75%, operatore) e la realizzazione di una pipeline per il trasporto del gas all'impianto di trattamento di El Gamil. Il completamento delle attività è previsto nel 2019; e (iii) attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni Sinai (Eni 100%, operatore), Meleiha (Eni 76%) e Ras Qattara (Eni 75%). In particolare nell'area del Sinai è stato completato il progetto di water reinjection consentendo di raggiungere lo zero water discharge. Nell'ambito delle iniziative di social responsibility sono in corso di implementazione 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 prevedeva 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. Le attività previste sono state completate nel maggio 2018. Il secondo progetto, per un va-

lore 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, in particolare con la costruzione di un distretto ittico. Le attività sono state avviate nel corso del 2018; (ii) progetti sanitari. In accordo con il Ministero della Salute è stato definito un primo progetto che prevede la costruzione di Primary Health Care Center che fornirà servizi sanitari a circa 60 mila persone nell'area di Port Said. Il completamento delle attività è previsto nel 2019. Il progetto include oltre alla realizzazione delle infrastrutture identificate ulteriori iniziative nell'ambito della formazione e prevenzione sanitaria; e (iii) programmi a supporto dei giovani, in particolare con la costruzione di un centro giovanile il cui completamento è atteso nel 2019.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) le scoperte a olio di Kalimba e Afoxé nell'area del progetto East Hub nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore). Le scoperte presentano complessivamente un potenziale minerario stimato in 400-500 milioni di barili di olio in posto; (ii) la scoperta a olio di Agogo nell'area del progetto West Hub nel Blocco 15/06, con un potenziale minerario stimato in 450-650 milioni di barili di olio in posto.

Lo sviluppo delle scoperte farà leva su possibili sinergie sfruttando la presenza di facility produttive esistenti.

Nel novembre 2018 è stato firmato un emendamento del PSA del Blocco 15/06 che definisce un ampliamento della superficie esplorativa nell'area occidentale del blocco. L'accordo conferma la strategia Eni di esplorazione near-field con la rapida messa in produzione delle scoperte beneficiando delle sinergie con le facility produttive esistenti.

Le attività di sviluppo hanno riguardato i due progetti in produzione nel Blocco 15/06. In particolare per il progetto West Hub: (i) è stata completata la fase di ramp-up di Ochigufu raggiungendo il plateau produttivo di 25 mila barili/giorno; e (ii) conseguito lo start-up produttivo di Vandumbu. Nell'ambito del progetto East Hub: (i) è stata avviata la produzione del giacimento UM8 attraverso il collegamento alla FPSO presente nell'area; (ii) è stato completato l'upgrading di alcune facility produttive; e (iii) sono stati sanzionati i progetti di Cabaça North & Cabaça South-East UM4/5. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione di tre pozzi produttori, due pozzi per la water injection e collegamento alle facility produttive presenti. Lo start-up è previsto nel 2021.

Sono state completate le attività di drilling programmate del progetto in produzione Mafumeira Sul 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. In particolare sono proseguite: (i) le attività a supporto dell'accesso all'energia da fonti rinnovabili e all'acqua potabile; (ii) le iniziative in ambito sanitario attraverso campagne di sensibilizzazione delle comunità locali, programmi di formazione del personale, fornitura di energia elettrica nei Centri Salute e negli Ospedali, anche nell'area di Luanda; e (iii) programmi a supporto dell'educazione primaria.

Nel 2018 le attività hanno riguardato: (i) l'avvio di iniziative a supporto dello sviluppo agricolo attraverso la creazione di centri di formazione; (ii) iniziative a supporto dei programmi di sminamento di alcune aree che consentono di aumentare la sicurezza, restituire terreno per uso agricolo e migliorare la resilienza e stabilità delle comunità rurali; e (iii) il progetto "Luanda refinery reliability improvement and gasoline production increase". Il progetto prevede lo sviluppo di soluzioni specifiche

per migliorare l'affidabilità della raffineria di Luanda, incrementare la produzione di benzina attraverso l'installazione di nuove unità produttive, ottimizzare i processi e formare il personale. Nel corso dell'anno è stata eseguita una prima manutenzione straordinaria e avviato il programma di training.

Congo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto in produzione di Nené Marine fase 2A nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore). Sono state completate le attività di drilling e l'installazione della condotta sottomarina di collegamento con la piattaforma produttiva del giacimento in produzione di Litchendjili nel blocco Marine XII; (ii) il completamento delle attività di ingegneria per lo sviluppo del progetto Nené Marine fase 2B, sanzionato nel dicembre 2018; (iii) le attività per incrementare la capacità di generazione elettrica di 170 MW della centrale CEC (Eni 20%). La fornitura addizionale di gas sarà assicurata dalla produzione del blocco Marine XII; e (iv) il progetto di water re-injection sui giacimenti operati in produzione di Loango (Eni 42,5%) e Zatchi (Eni 55,25%).

Proseguono le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda, con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita della popolazione. Il progetto prevede diverse iniziative a supporto dello sviluppo socio-economico, accesso all'acqua, all'energia, educazione e servizi sanitari. In particolare nel corso del 2018 i programmi hanno riguardato: (i) il completamento del progetto CATREP per lo sviluppo agricolo con la formazione di 14 cooperative agricole, anche con il supporto del World Food Programme; (ii) interventi di ristrutturazione e realizzazione di centri multiculturali; (iii) programmi a supporto dell'educazione, in particolare nell'area di Pointe Noire attraverso la fornitura di materiale didattico ed interventi di ristrutturazione; e (iv) programmi di rafforzamento dei servizi di Primary Health Care presso i Centri Salute e altre strutture operanti nell'area, in particolare nell'ambito materno-infantile.

Inoltre sono proseguite le attività per la realizzazione di un centro di formazione e ricerca sulle energie rinnovabili a Oyo, nel nord del Paese.

Ghana Nel corso del 2018 è stata avviata la produzione di gas non associato nell'ambito del progetto in produzione OCTP operato da Eni con una quota del 44,44%. Il gas prodotto è inviato ad un impianto di trattamento onshore per essere immesso nella rete del Paese. L'OCTP è l'unico progetto di sviluppo di gas non associato in acque profonde interamente dedicato al mercato domestico nell'Africa Sub-Sahariana e garantirà al Ghana 15 anni di forniture affidabili di gas ad un prezzo competitivo, dando un contributo sostanziale all'accesso all'energia e allo sviluppo economico del Paese. Il progetto è stato sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale, zero gas flaring e reiniezione dell'acqua prodotta.

Prosegue l'impegno di Eni nell'implementazione di progetti volti a migliorare le condizioni di vita della popolazione nel Paese, con iniziative in ambito di formazione, diversificazione economica, accesso all'acqua e servizi sanitari. Nel corso del 2018 sono stati avviati progetti in ambito di educazione primaria, waste management ed accesso all'acqua nell'area occidentale del Paese. In particolare è stato realizzato un pozzo con un sistema di trattamento e purificazione dell'acqua e di distribuzione per circa 5.000 abitanti nelle comunità di Bakanta, Krisan e Sanzule.

Nell'ambito della partnership con United Nations Development Programme, è in corso di definizione un programma di attività con l'obiettivo di raggiungere una riduzione di emissioni di CO₂ nel medio periodo attraverso iniziative di contrasto alla deforestazione, accesso all'energia e programmi di efficienza energetica.

Mozambico Nell'ottobre 2018 è stato sottoscritto il contratto petrolifero per i diritti di esplorazione e sviluppo del blocco offshore A5-A nelle acque profonde dello Zambesi. Il blocco sarà operato da Eni con una quota del 59,5%.

Nel marzo 2019 è stato firmato un accordo con Qatar Petroleum per la cessione della quota del 25,5% nel blocco offshore A5-A. L'accordo è soggetto all'approvazione da parte delle Autorità del Paese.

Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il giacimento Coral, operato da Eni, e le scoperte del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed Exxon Mobil 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 da Eni e gli altri concessionari di Area 4 (tra i quali CNPC e Exxon Mobil attraverso l'operatore Mozambique Rovuma Venture SpA) alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di ulteriore 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 (Anadarko), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddling. Il progetto prevede la realizzazione di due treni onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità complessiva di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Nel luglio 2018 il piano di sviluppo è stato sottoposto alle competenti Autorità del Paese per una prima review. Le attività finalizzate alla commercializzazione del GNL stanno compiendo notevoli progressi, con i negoziati in corso relativi agli accordi vincolanti di compravendita, in parallelo alla finalizzazione del piano di sviluppo e del project financing. La Final Investment Decision (FID) è prevista nel 2019 con start-up atteso nel 2024.

Nel 2018 sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, in particolare: (i) programmi a supporto della scolarità primaria nella città di Pemba anche attraverso attività di manutenzione ordinaria e straordinaria di scuole e iniziative di formazione anche con programmi specifici sui temi Oil & Gas; e (ii) programmi a sostegno della salute, coordinati con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo, Pemba e Palma, attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione, realizzazione di strutture e forniture di attrezzature mediche, in particolare nell'area di Cabo Delgado.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto successo con il pozzo di scoperta EPU-05 deep mineralizzato a gas nell'area del giacimento Gbaran-Kolo Creek-Epu (Eni 5%).

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) interventi di workover e rigless per il mantenimento del profilo produttivo nonché attività di manutenzione e ripristino delle facility danneggiate a seguito di azioni di sabotaggio e bunkering nei blocchi operati OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%); (ii) il completamento del progetto di water injection del giacimento Ebocha nel blocco OML 61, consentendo di raggiungere una capacità di reiniezione pari a circa 30 mila barili/giorno di acqua di produzione; (iii) le attività di fase 2 della centrale di Okpai per raddoppiare la potenza installata nel blocco OML 60; (iv) attività di drilling per incrementare la produzione ed interventi di workover per contrastare il naturale declino nel blocco OML 118 (Eni 12,5%) e del giacimento Abo nel blocco operato OML 125 (Eni 100%); e (v) i progetti di sviluppo di gas associato Forkados Yokri Integrated Project nel blocco OML 43 (Eni

5%) e Gbaran fase 2A/2B e SSAGS project nel blocco OML 28 (Eni 5%). Il gas prodotto sarà destinato al mercato domestico.

Nel febbraio 2018 è stato firmato con la FAO un accordo di collaborazione 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.

I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia e all'acqua; (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 2018 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 metanieri della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

KAZAKHSTAN

Kashagan Continuano le attività di sviluppo per il completamento dell'Experimental Program del giacimento Kashagan (Eni 16,81%) per raggiungere la capacità di plateau produttivo pari a circa 370 mila barili/giorno, al 100%, nel 2019.

Proseguono gli studi per ulteriori fasi di sviluppo che includono l'espansione della capacità di iniezione di gas naturale, la conversione di pozzi da produttori ad iniettori e l'upgrading delle facility esistenti. Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Al 31 dicembre 2018 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$9,9 miliardi pari a €8,6 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2018, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2018 (\$7,3 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).

Al 31 dicembre 2018 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 614 milioni di boe in lieve diminuzione rispetto al 2017.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%) è stato sanzionato il progetto Karachaganak Process Center Debottlenecking. Le attività sono in corso di esecuzione con completamento atteso nel 2020. La capacità di reiniezione addizionale sarà garantita nei prossimi anni dall'installazione di ulteriori facility di reiniezione di gas che si aggiungerà a quelle esistenti.

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 2018 le riserve certe del giacimento di competenza

Eni sono pari a 452 milioni di boe, in riduzione di 78 milioni di boe rispetto al 2017, dovuto principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nel corso del 2018 è stata avviata da parte di Eni una campagna di acquisizione di asset volta ad entrare nel Paese. In particolare, sono state completate le seguenti acquisizioni di asset esplorativi e in produzione in Abu Dhabi: (i) nel marzo 2018 sono stati acquisiti i due Concession Agreement della durata di 40 anni per l'ingresso con una quota del 5% nel giacimento in produzione a olio di Lower Zakum e con una quota del 10% nei giacimenti in produzione a olio, condensati e gas di Umm Shaif e Nasr, nell'offshore del Paese. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di circa \$875 milioni; (ii) nel novembre 2018, l'assegnazione di una quota del 25% nella concessione offshore denominata Ghasha. La concessione, della durata di 40 anni, include i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Dalma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra. Lo start-up produttivo è previsto nel 2022; e (iii) nel gennaio 2019, Eni si è aggiudicata l'operatorship con una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore del Paese. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi per il Blocco 1 e la perforazione di due pozzi esplorativi e due pozzi di appraisal nel Blocco 2.

Nel gennaio 2019 Eni si è anche aggiudicata tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah. In particolare: (i) l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C; e (ii) una quota del 50% nell'area B. Il commitment della prima fase esplorativa include la perforazione di un pozzo e studi esplorativi nelle aree A e B e studi esplorativi nell'area C.

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Merakes East nel blocco operato East Sepinggan (Eni 85%) situato nell'offshore del Paese.

Nel maggio 2018 Eni si è aggiudicata con una quota del 100% il blocco esplorativo East Ganai nelle acque profonde del bacino di Kutei, in prossimità del blocco operato di Muara Bakau (Eni 55%).

Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio produttivo nel corso del 2018 è stata ceduta l'intera quota di partecipazione nel permesso produttivo Sanga Sanga.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto offshore a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan. Nel dicembre 2018 è stato approvato il piano di sviluppo da parte delle Autorità del Paese. Il progetto prevede la perforazione di 5 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 2020.

Sono in corso diversi progetti ed iniziative sui temi di protezione ambientale e di sviluppo sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra. Nel 2018 è stato avviato un programma per favorire l'accesso all'energia e all'acqua per le comunità locali e programmi di formazione in ambito agricolo. Inoltre sono state identificate iniziative in ambito sanitario.

AMERICA

Messico Nel 2018 sono stati firmati i seguenti accordi: (i) lo scambio di quote di partecipazione di asset esplorativi con la società Lukoil. In particolare l'accordo prevede la cessione del 20% della quota Eni nelle licenze operate di Area 10 (Eni 100%) e Area 14 (Eni 60%) e l'acquisizione di una quota del 40% nell'Area 12 operata da Lukoil; (ii) la cessione di una quota del 35% nella licenza operata di Area 1 (Eni 100%) con la società Qatar Petroleum.

Gli accordi definiti sono soggetti all'approvazione delle competenti Autorità del Paese.

Sono state assegnate ad Eni le licenze offshore Area 24 con una quota del 65% e Area 28 con una quota del 75%, entrambe operate.

Nel luglio 2018 è stato approvato dalle Autorità del Paese il piano per lo sviluppo delle tre scoperte di Amoca, Mitzón e Tecolli ubicate nell'Area 1. Lo sviluppo avverrà per fasi con lo start-up in early production atteso nel 2019 attraverso l'installazione di una piattaforma e la realizzazione di facility di collegamento ad un impianto di trattamento onshore esistente, con una produzione attesa pari a 8 mila barili/giorno. La fase di sviluppo full field include l'installazione di tre ulteriori piattaforme e di una FPSO per incrementare la capacità produttiva fino a 90 mila barili/giorno nel 2021.

Nel corso dell'anno sono state implementate alcune iniziative di supporto alla comunità ed effettuati incontri con gli stakeholder locali in prossimità delle aree della licenza in via di sviluppo di Area 1. Inoltre è stato finalizzato il primo Local Development Plan, in accordo con le Autorità locali competenti, comprendente i futuri programmi a supporto delle comunità.

Stati Uniti Nell'agosto 2018 sono state acquisite 124 nuove licenze esplorative con una quota del 100%. Le licenze sono localizzate

nell'Eastern North Slope dell'Alaska, considerata un'area ad alto potenziale minerario, in prossimità di facility produttive esistenti.

Nel dicembre 2018 è stato firmato un accordo per l'acquisizione della quota del 70% e l'operatorship del campo in produzione di Oooguruk, di cui Eni deteneva il 30%. L'accordo è stato finalizzato nel 2019.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Lucius Subsequent Development (Eni 8,5%). Il progetto prevede la perforazione e il completamento di tre pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alla piattaforma produttiva del giacimento in produzione Lucius e upgrading delle facility esistenti.

INVESTIMENTI

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€7.901 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€6.506 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Nigeria, Congo e Iraq. 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 €869 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione offshore di Lower Zakum e di Umm Shaif e Nasr e nella concessione offshore Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€463 milioni) hanno riguardato in particolare le attività negli Stati Uniti, Egitto, Messico, Emirati Arabi Uniti ed Indonesia.

Nel 2018 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €96 milioni (€83 milioni nel 2017). Sono state depositate 10 domande di brevetto.

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved	869	5	2	864	..
Egitto			2		
Africa Sub-Sahariana		5		(5)	..
Resto dell'Asia	869			869	..
Esplorazione	463	442	417	21	4,8
Italia	1	5		(4)	(80,0)
Resto d'Europa	52	186	11	(134)	(72,0)
Africa Settentrionale	20	55	42	(35)	(63,6)
Egitto	80	70	270	10	14,3
Africa Sub-Sahariana	22	25	30	(3)	(12,0)
Kazakhstan		3		(3)	(100,0)
Resto dell'Asia	140	20	57	120	..
America	146	76	7	70	92,1
Australia e Oceania	2	2			
Sviluppo	6.506	7.236	7.770	(730)	(10,1)
Italia	380	260	407	120	46,2
Resto d'Europa	600	399	590	201	50,4
Africa Settentrionale	525	626	747	(101)	(16,1)
Egitto	2.205	3.030	1.700	(825)	(27,2)
Africa Sub-Sahariana	1.635	1.852	2.176	(217)	(11,7)
Kazakhstan	193	197	707	(4)	(2,0)
Resto dell'Asia	550	666	1.213	(116)	(17,4)
America	381	195	220	186	95,4
Australia e Oceania	37	11	10	26	..
Altro	63	56	65	7	12,5
TOTALE	7.901	7.739	8.254	162	2,1

GAS & POWER

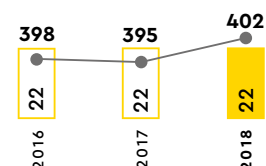
UTILE OPERATIVO ADJUSTED

€ milioni



EMISSIONI CENTRALI POWER

● Emissioni di GHG/energia elettrica
eq. prodotta (gCO₂eq/kWheq)
● Energia elettrica prodotta (TWh)



VENDITE GNL

mld di metri cubi



Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) si è attestato a 0,56 registrando un incremento del 51,4% rispetto all'anno precedente per effetto di maggiori eventi infortunistici (+2 infortuni) registrati tra i contrattisti, parzialmente bilanciato dalla migliore performance tra i dipendenti.
- Le emissioni di GHG evidenziano un trend di miglioramento di circa il 2%, a seguito della diminuzione delle produzioni di energia elettrica [-3,6% rispetto al 2017].
- Le emissioni di GHG/kWheq riferite alla produzione di energia elettrica risultano in lieve aumento [+1,8% rispetto all'anno precedente] per effetto del maggior consumo di gas di raffineria in sostituzione del gas naturale presso la centrale di Ferrera Erbognone.
- Nel 2018 il settore Gas & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €543 milioni, più che raddoppiato rispetto all'utile operativo del 2017, per effetto della complessiva ristrutturazione del settore in tutte le linee di business, in particolare della crescita delle vendite di GNL, delle ottimizzazioni nel power e nella riduzione dei costi di logistica gas, supportati da uno scenario che ha consentito di valorizzare le flessibilità associate agli asset di portafoglio.
- Le vendite di gas nel mondo sono state di 76,71 miliardi di metri cubi, con una flessione del 5,1% rispetto al 2017 [-4,12 miliardi di metri cubi]. In aumento del 4% le vendite in Italia (39,03 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano una crescita del 5% [+1,74 TWh] rispetto al 2017. In aumento per effetto delle maggiori vendite alla borsa elettrica in Italia.
- Gli investimenti tecnici di €215 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e del business power.

Impegni di acquisto del GNL

Nell'ambito della strategia di Eni volta al rafforzamento dell'integrazione con il business upstream, ottenuti dai partner della joint venture di Area

4 impegni d'acquisto di lungo termine del GNL. Per ulteriori dettagli si rinvia alla sezione "Mozambico" del settore Exploration & Production.



GNL VOLUMI
CONTRAT-
TUALIZZATI

8,8 mln ton/a
+70% vs. 2017



VENDITA
ENERGIA
ELETTRICA

37,07 TWh
+4,9% vs. 2017



VENDITE
GAS
ITALIA

39,03 mld m³
+4,3% vs. 2017



CLIENTI RETAIL
IN ITALIA
ED EUROPA

9,2 mln

Servizi per l'efficienza energetica

Nel mese di gennaio 2019, Eni attraverso la società controllata Eni gas e luce SpA, ha perfezionato l'acquisizione della quota di maggioranza di SEA SpA, energy service company operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica. Con questa acquisizione è confermata la strategia mirata al

rafforzamento della presenza Eni nel mercato dei servizi per l'efficienza energetica, attraverso l'ampliamento della propria offerta commerciale con soluzioni integrate e innovative, focalizzate principalmente sul segmento industriale e su quello dei condomini.

Ottimizzazione del portafoglio in Europa

Completata la cessione delle attività di distribuzione gas in Ungheria con una rete di distribuzione di circa 33.700 km e 1,2 milioni di punti di riconsegna. Nel mese di luglio, in linea con il piano di razionalizzazione del portafoglio, è stato acquisito l'ulteriore 51%, arrivando a detenere il 100% della società, Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, fornitore di gas ed energia elettrica al mercato retail in Grecia, con circa 300 mila clienti.

Nel mese di marzo la consociata Adriaplin ha finalizzato l'acquisizione del 100% della società Mestni Plinovodi che gestiva l'attività di distribuzione e commercializzazione gas in 11 Comuni localizzati nell'area centro-settentrionale e nord-orientale della Slovenia. Nel corso del mese di maggio Mestni Plinovodi è stata incorporata in Adriaplin per rendere pienamente operative le sinergie tra le due società.

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 9,2 milioni di clienti retail 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 ancora in calo nel 2018 (-3% e -2% i consumi nazionali e nell'Unione Europea

rispetto al 2017, rispettivamente) e caratterizzata dalla 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 pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

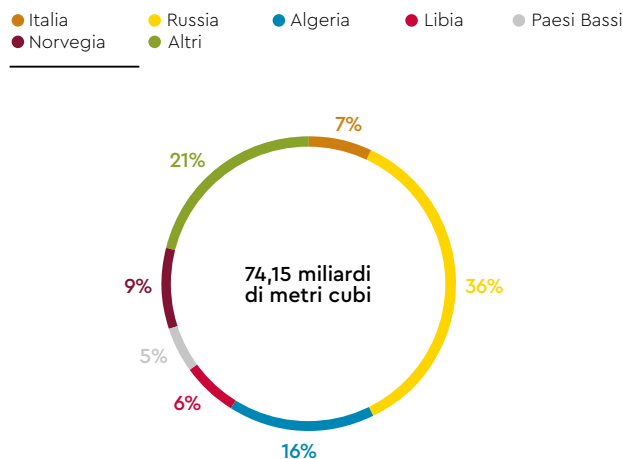
GAS NATURALE

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 74,15 miliardi di metri cubi in riduzione di 4,13 miliardi di metri cubi, pari al -5,3%, rispetto al 2017.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (68,82 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono diminuiti rispetto al 2017 (-4,41 miliardi di metri cubi; -6%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-1,85 miliardi di metri cubi), nei Paesi Bassi (-1,25 miliardi di metri cubi), in Algeria (-1,16 miliardi di metri cubi) e in Norvegia (-0,73 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Indonesia (+2,32 miliardi di metri cubi) per maggiori disponibilità di gas da produzione upstream e in Qatar (+0,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,33 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 5,5% rispetto al periodo di confronto per effetto delle maggiori forniture equity.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE



Approvvigionamenti di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
ITALIA		5,33	5,05	6,00	0,28	5,5
Russia		26,24	28,09	27,99	(1,85)	(6,6)
Algeria (incluso il GNL)		12,02	13,18	12,90	(1,16)	(8,8)
Libia		4,55	4,76	4,87	(0,21)	(4,4)
Paesi Bassi		3,95	5,20	9,60	(1,25)	(24,0)
Norvegia		6,75	7,48	8,18	(0,73)	(9,8)
Regno Unito		2,21	2,36	2,08	(0,15)	(6,4)
Indonesia (GNL)		3,06	0,74		2,32	..
Qatar (GNL)		2,56	2,36	3,28	0,20	8,5
Altri acquisti di gas naturale		5,52	6,75	5,83	(1,23)	(18,2)
Altri acquisti di GNL		1,96	2,31	1,91	(0,35)	(15,2)
ESTERO		68,82	73,23	76,64	(4,41)	(6,0)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		74,15	78,28	82,64	(4,13)	(5,3)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,08	0,31	1,40	(0,23)	(74,2)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,18)	(0,45)	(0,21)	0,27	60,0
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		74,05	78,14	83,83	(4,09)	(5,2)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,66	2,69	2,48	(0,03)	(1,1)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		76,71	80,83	86,31	(4,12)	(5,1)

Nel 2018 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (3,9 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (1,6 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (1,4 miliardi di metri cubi); (v) degli Stati Uniti (0,3 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di circa 9,9 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 13% del totale delle disponibilità per la vendita.

VENDITE DI GAS NATURALE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dalla riduzione della domanda di gas, le vendite di gas naturale di 76,71 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 4,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2017, pari al -5,1%.

Vendite di gas per entità

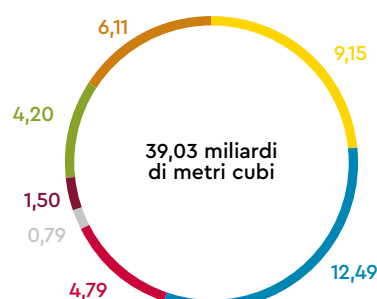
	(miliardi di metri cubi)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		73,70	77,52	83,34	(3,82)	(4,9)
Italia (inclusi autoconsumi)		39,03	37,43	38,43	1,60	4,3
Resto d'Europa		27,58	36,10	40,52	(8,52)	(23,6)
Extra Europa		7,09	3,99	4,39	3,10	77,7
Vendite delle società collegate (quota Eni)		3,01	3,31	2,97	(0,30)	(9,1)
Resto d'Europa		1,84	2,13	1,91	(0,29)	(13,6)
Extra Europa		1,17	1,18	1,06	(0,01)	(0,8)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		76,71	80,83	86,31	(4,12)	(5,1)

In aumento del 4,3% le vendite in Italia a 39,03 miliardi di metri cubi, principalmente per effetto delle maggiori vendite all'hub e al settore grossisti e industriale, in parte compensati dai minori volumi commercializzati al settore termoelettrico e residenziale. In calo i ritiri degli importatori in Italia (3,42 miliardi di metri cubi; -12,1% rispetto al 2017) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 26 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 24,3% (-8,34 miliardi di metri cubi) rispetto al 2017. In aumento del 59,8% le vendite nei mercati extra europei (+3,09 miliardi di metri cubi) a seguito delle maggiori vendite di GNL in Giappone, Pakistan, Cina e Taiwan parzialmente compensate dai minori volumi commercializzati in Corea del Sud ed India.

VENDITE GAS ITALIA

● Grossisti ● PSV e borsa ● Industriali ● PMI e terziario
● Termoelettrici ● Residenziali ● Autoconsumi



Vendite di gas per mercato

	(miliardi di metri cubi)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
ITALIA		39,03	37,43	38,43	1,60	4,3
Grossisti		9,15	8,36	7,93	0,79	9,4
PSV e borsa		12,49	10,81	12,98	1,68	15,5
Industriali		4,79	4,42	4,54	0,37	8,4
PMI e terziario		0,79	0,93	1,72	(0,14)	(15,1)
Termoelettrici		1,50	2,22	0,77	(0,72)	(32,4)
Residenziali		4,20	4,51	4,39	(0,31)	(6,9)
Autoconsumi		6,11	6,18	6,10	(0,07)	(1,1)
VENDITE INTERNAZIONALI		37,68	43,40	47,88	(5,72)	(13,2)
Resto d'Europa		29,42	38,23	42,43	(8,81)	(23,0)
Importatori in Italia		3,42	3,89	4,37	(0,47)	(12,1)
Mercati europei:		26,00	34,34	38,06	(8,34)	(24,3)
<i>Penisola Iberica</i>		4,65	5,06	5,28	(0,41)	(8,1)
<i>Germania/Austria</i>		1,83	6,95	7,81	(5,12)	(73,7)
<i>Benelux</i>		5,29	5,06	7,03	0,23	4,5
<i>Ungheria</i>				0,93		
<i>Regno Unito</i>		2,22	2,21	2,01	0,01	0,5
<i>Turchia</i>		6,53	8,03	6,55	(1,50)	(18,7)
<i>Francia</i>		4,95	6,38	7,42	(1,43)	(22,4)
<i>Altro</i>		0,53	0,65	1,03	(0,12)	(18,5)
Mercati extra europei		8,26	5,17	5,45	3,09	59,8
TOTALE VENDITE GAS MONDO		76,71	80,83	86,31	(4,12)	(5,1)

GNL

	(miliardi di metri cubi)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Europa		4,7	5,2	5,2	(0,5)	(9,6)
Extra Europa		5,6	3,1	2,9	2,5	80,6
TOTALE VENDITE GNL		10,3	8,3	8,1	2,0	24,1

Le vendite di GNL (10,3 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 24,1% rispetto al 2017 e hanno riguardato prin-

cipalmente il GNL proveniente dall'Indonesia, Qatar, Nigeria, Oman ed Algeria e commercializzato in Europa, Cina, Giappone, Pakistan e Taiwan.

ENERGIA ELETTRICA

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2018, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt. Nel 2018, la produzione di energia termoelettrica è stata di 21,62 TWh, in diminuzione di 0,8 TWh rispetto al 2017, pari al -3,6%.

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 15,45 TWh di energia elettrica (+19,7% rispetto al 2017) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Vendite di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica (37,07 TWh) in aumento del 4,9% rispetto al 2017 sono state destinate ai clienti del mercato libero (70%), borsa elettrica (19%), siti industriali (10%) e altro (1%).

La riduzione di 0,62 TWh nel mercato libero pari a -2,3%, è riconducibile alle minori vendite ai clienti large (-2,38 TWh), al middle market (-1,45 TWh) e alle PMI (-0,20 TWh), in parte bilanciate dall'aumento dei volumi destinati al segmento grossisti (+3,39 TWh).

		2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.300	4.359	4.334	(59)	(1,4)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	356	392	360	(36)	(9,2)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	21,62	22,42	21,78	(0,80)	(3,6)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.919	7.551	7.974	368	4,9

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		21,62	22,42	21,78	(0,80)	(3,6)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		15,45	12,91	15,27	2,54	19,7
Disponibilità		37,07	35,33	37,05	1,74	4,9
Mercato libero		25,91	26,53	27,49	(0,62)	(2,3)
Borsa elettrica		7,17	5,21	5,64	1,96	37,6
Siti		3,49	3,01	3,11	0,48	15,9
Altro ^(a)		0,50	0,58	0,81	(0,08)	(13,8)
Vendite di energia elettrica		37,07	35,33	37,05	1,74	4,9

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

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2018 gli investimenti tecnici di €215 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€161 milioni) e le iniziative di mantenimento, di

flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€46 milioni).

Investimenti tecnici

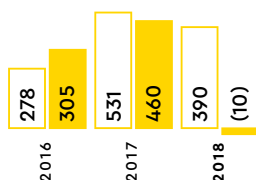
	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Mercato		207	138	110	69	50,0
Mercato		161	102	69	59	57,8
Italia		93	63	32	30	47,6
Esteri		68	39	37	29	74,4
Generazione elettrica		46	36	41	10	27,8
Trasporto internazionale		8	4	10	4	100,0
Totale investimenti		215	142	120	73	51,4
di cui:						
Italia		139	99	73	40	40,4
Esteri		76	43	47	33	76,7

REFINING & MARKETING E CHIMICA

UTILE OPERATIVO ADJUSTED

€ milioni

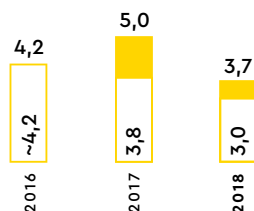
○ Utile operativo adjusted Refining & Marketing
● Utile operativo adjusted Chimica



MARGINE DI RAFFINAZIONE DI BREAKEVEN E SERM

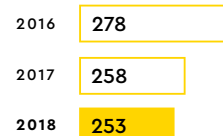
\$/barile

○ Margine di raffinazione di breakeven
● Standard Eni Refining Margin (SERM)



EMISSIONI GHG/LAVORAZIONI DI GREGGIO E SEMILAVORATI

tonnellate CO₂eq/kt



Performance dell'anno

- Nel 2018 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro totale conferma l'impegno di Eni nel rispetto delle linee guida in materia di salute e sicurezza, registrando un miglioramento del 9,7% rispetto al 2017 con il contributo sia dei dipendenti che dei contrattisti (rispettivamente -12,5% e -10,1%).
- Le emissioni di GHG hanno registrato un aumento del 4,7% in termini assoluti per effetto degli incrementi produttivi.
- Gli interventi di efficienza energetica hanno contribuito alla riduzione del 2,1% del rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- Nel 2018 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €380 milioni, che rappresenta un peggioramento di €611 milioni rispetto al 2017 (-62%). Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €390 milioni, con una riduzione del 27% in linea con l'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione (SERM -26%). Tale risultato ha subito anche un maggior impatto delle fermate, attenuato dalla positiva performance del marketing per effetto delle politiche commerciali. Il business della Chimica è stato penalizzato dalla crescita del prezzo della virgin nafta nei primi dieci mesi dell'anno e dalla forte contrazione delle quotazioni del polietilene nel quarto trimestre, conseguendo una perdita operativa adjusted di €10 milioni rispetto al 2017 che chiudeva con un utile di €460 milioni.
- Il margine di raffinazione di breakeven allo scenario cambio e differenziali oli di budget è di 3 \$/barile in linea con la guidance.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2018 sono state di 23,23 milioni di tonnellate, in riduzione del 3,3% rispetto al periodo di confronto, per effetto delle minori lavorazioni presso la raffineria di Taranto (compensate da maggiori lavorazioni conto terzi), delle fermate manutentive a Milazzo e dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalle migliori performance di Sannazzaro e di Livorno, quest'ultima penalizzata nel 2017 dal fermo impianti per forza maggiore.
- In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,25 milioni di tonnellate; +4,2% rispetto al 2017).
- Le vendite sulla rete in Italia (5,91 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2017 (-1,7%).
- Le vendite rete nel resto d'Europa (2,48 milioni di tonnellate) registrano un calo del 2% rispetto al 2017 essenzialmente in Germania, a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,94 milioni di tonnellate hanno evidenziato una crescita del 6,3% rispetto al 2017 per maggiori vendite di intermedi.
- Gli investimenti tecnici del settore di €877 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione.



LAVORAZIONI
GREEN

+4 % vs. 2017
a 0,25 mln ton



TASSO
DI UTILIZZO
DEGLI IMPIANTI
DI RAFFINAZIONE

91 %
90% nel 2017



PRODUZIONE
DI PRODOTTI
PETROLCHIMICI

9.483 mgl ton
+6% vs. 2017



TASSO
DI UTILIZZO
DEGLI IMPIANTI
PETROLCHIMICI

76 %
73% nel 2017

Acquisizione di nuova capacità di raffinazione in Medio Oriente

Nel gennaio 2019 firmato uno share purchase agreement con Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) per l'acquisizione della quota del 20% della società ADNOC Refining, che si colloca tra le prime al mondo per capacità di raffinazione (complessiva oltre i 900 mboe/giorno). Inoltre l'accordo prevede la costituzione di una joint venture tra Eni, Österreichische Mineralölverwaltung (OMV) e ADNOC dedicata alla commercializzazione dei prodotti petroliferi che sarà costituita con la partecipazione di Eni al 20%, ADNOC 65% e OMV 15%. Il corrispettivo dell'operazione è pari a circa \$3,3 miliardi, al netto del debito e sarà soggetto ad aggiustamenti contrattuali al closing.

Il completamento dell'acquisizione è subordinato all'autorizzazione delle autorità competenti. L'operazione è in linea con la strategia Eni di diversificazione del proprio posizionamento geografico e di integrazione di tutta la catena del valore.

Eni, attraverso le competenze maturate, fornirà il proprio supporto allo sviluppo tecnologico delle tre raffinerie operate da ADNOC Refining, situate nelle aree di Ruwais e Abu Dhabi. L'operazione, una delle più rilevanti mai condotte nel settore della raffinazione, permette un incremento della capacità di raffinazione Eni del 35% e di conseguire nel lungo termine un margine di breakeven di 1,5 \$/barile.

Accordi a sostegno dell'economia circolare

Nell'ambito dell'impegno Eni nell'economia circolare sono stati sottoscritti diversi accordi con alcuni comuni italiani, Città del Vaticano e società multiutility che operano nei settori dello smaltimento dei rifiuti e trasporto pubblico locale (a Taranto, Torino, Venezia, Roma e comuni dell'Emilia Romagna) per la valorizzazione dei rifiuti civili organici e non, attraverso la trasformazione in risorse energetiche, quali biocarburanti. Tali accordi hanno l'obiettivo di

promuovere l'uso di Eni Diesel + nell'ambito del trasporto pubblico, per consentire la riduzione delle emissioni inquinanti grazie al 15% di componente rinnovabile e di creare reti per la raccolta di materie prime non edibili, quali oli alimentari esausti e altri rifiuti di origine biologica, da trasformare in biocarburante nelle bioraffinerie Eni di Venezia e Gela, quest'ultima a partire dal 2019.

Sviluppo della chimica verde

Continua l'impegno di Eni nello sviluppo della chimica da fonti rinnovabili, attraverso l'acquisizione conclusa a fine anno del ramo di azienda relativo alla chimica verde del Gruppo Mossi & Ghisolfi. I nuovi asset consentiranno in particolare la valorizzazione delle biomasse. Le attività di sviluppo prevedono inoltre il rilancio

del licensing internazionale di una tecnologia proprietaria per la produzione di bioetanolo di seconda generazione in grado di rispondere alla crescente domanda e ai requisiti di sostenibilità previsti per i biocarburanti.

Partnership

Firmata partnership fra Versalis e produttori italiani per la costituzione di una filiera dedicata al riciclo dell'erba sintetica dei campi sportivi.

Firmato accordo tra Versalis e SABIC, azienda attiva nel campo della

reattoristica, per lo sviluppo di una tecnologia innovativa in grado di convertire il gas naturale in gas di sintesi, per produrre combustibili a elevato valore e prodotti chimici (come il metanolo).

Nuova unità elastomeri

Avviato a settembre il nuovo impianto di Ferrara per la produzione di prodotti di alta gamma destinati, in particolare, all'industria automobilistica. Il progetto, che consolida la presenza di Eni

sul territorio, consentirà di incrementare la capacità produttiva complessiva, di rinnovare il portafoglio prodotti elastomeri e aumentare l'occupazione.

Sviluppo internazionale della chimica

Nell'ambito dell'impegno di Eni nello sviluppo internazionale della chimica è stato sottoscritto un accordo con Mazrui Energy Service, società leader nel settore dei servizi per l'industria Oil & Gas nel Medio Oriente, per la costituzione di una

joint venture per la commercializzazione di chemicals innovativi. L'accordo consentirà di valorizzare il know-how e le tecnologie proprietarie di Versalis e di competere con i maggiori player del mercato.

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2018 sono state acquistate 22,62 milioni di tonnellate di petrolio [24,28 milioni di tonnellate nel 2017] di cui 4,14 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,01 milioni di tonnellate sul

mercato spot e 8,47 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 36% dal Medio Oriente, 18% dalla Russia, 14% dall'Italia, 13% Asia Centrale, 10% dall'Africa Settentrionale, 3% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 4% da altre aree.

Acquisti

	(milioni di tonnellate)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		4,14	3,51	3,43	0,63	17,9
Altri greggi		18,48	20,77	19,92	[2,29]	[11,0]
Totale acquisti di greggi		22,62	24,28	23,35	[1,66]	[6,8]
Acquisti di semilavorati		0,65	0,96	1,35	[0,31]	[32,3]
Acquisti di prodotti		11,55	10,92	11,20	0,63	5,8
TOTALE ACQUISTI		34,82	36,16	35,90	[1,34]	[3,7]
Consumi per produzione di energia elettrica		[0,35]	[0,34]	[0,37]	[0,01]	[2,9]
Altre variazioni ^(a)		[1,27]	[1,76]	[1,92]	0,49	27,8
TOTALE DISPONIBILITÀ		33,20	34,06	33,61	[0,86]	[2,5]

(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 nel 2018 sono state di 23,23 milioni di tonnellate, in riduzione del 3,3% rispetto al periodo di confronto, per effetto delle minori lavorazioni presso la raffineria di Taranto [compensate da maggiori lavorazioni conto terzi], delle fermate manutentive a Milazzo e dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalle migliori performance di Sannazzaro e di Livorno, quest'ultima penalizzata nel 2017 dal fermo impianti per forza maggiore. In Italia la diminuzione dei volumi processati [-2,2%] riflette principalmente i fenomeni citati. In aumento del 4,2% rispetto al 2017 i volumi di

green feedstock processati presso la Raffineria di Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,55 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 320 mila tonnellate [-11,1% a causa dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil]. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 16,78 milioni di tonnellate, in aumento del 4,7% (pari a 0,75 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 91%. Il 18,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2017 [15,2%].

Disponibilità di prodotti petroliferi

	(milioni di tonnellate)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		16,78	16,03	17,37	0,75	4,7
Lavorazioni in conto terzi		[1,03]	[0,34]	[0,27]	[0,69]	..
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,93	5,46	4,51	[0,53]	[9,7]
Lavorazioni in conto proprio		20,68	21,15	21,61	[0,47]	[2,2]
Consumi e perdite		[1,38]	[1,36]	[1,53]	[0,02]	[1,5]
Prodotti disponibili da lavorazioni		19,30	19,79	20,08	[0,49]	[2,5]
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,50	6,74	6,28	0,76	11,3
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		[0,54]	[0,46]	[0,39]	[0,08]	[17,4]
Consumi per produzione di energia elettrica		[0,35]	[0,34]	[0,37]	[0,01]	[2,9]
Prodotti venduti		25,91	25,73	25,60	0,18	0,7
Totale lavorazioni Green		0,25	0,24	0,21	0,01	4,2
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		2,55	2,87	2,91	[0,32]	[11,1]
Consumi e perdite		[0,20]	[0,22]	[0,22]	0,02	9,1
Prodotti disponibili da lavorazioni		2,35	2,65	2,69	[0,30]	[11,3]
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,12	4,36	4,72	[0,24]	[5,5]
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,54	0,46	0,40	0,08	17,4
Prodotti venduti		7,01	7,47	7,81	[0,46]	[6,2]
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		23,23	24,02	24,52	[0,79]	[3,3]
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		<i>4,14</i>	<i>3,51</i>	<i>3,43</i>	<i>0,63</i>	<i>17,9</i>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		32,92	33,20	33,41	[0,28]	[0,8]
Vendite di greggi		0,28	0,86	0,20	[0,58]	[67,4]
TOTALE VENDITE		33,20	34,06	33,61	[0,86]	[2,5]

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (32,92 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,28 milioni di tonnellate rispetto al 2017, con una di-

minuzione pari a circa l'1%, per effetto principalmente delle minori vendite rete ed extrarete 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)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Rete		5,91	6,01	5,93	(0,10)	(1,7)
Extrarete		7,54	7,64	8,16	(0,10)	(1,3)
Petrolchimica		0,96	0,86	1,02	0,10	11,6
Altre vendite		11,50	11,22	10,49	0,28	2,5
Vendite in Italia		25,91	25,73	25,60	0,18	0,7
Rete Resto d'Europa		2,48	2,53	2,66	(0,05)	(2,0)
Extrarete Resto d'Europa		2,82	3,03	3,18	(0,21)	(6,9)
Extrarete mercati extra europei		0,47	0,45	0,43	0,02	4,4
Altre vendite		1,24	1,46	1,54	(0,22)	(15,1)
Vendite all'estero		7,01	7,47	7,81	(0,46)	(6,2)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		32,92	33,20	33,41	(0,28)	(0,8)

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,91 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2017 (100 mila tonnellate, -1,7%). L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.589 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2017. La quota di mercato media del 2018 è del 24%, in lieve diminuzione rispetto al 2017 (24,3%). Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione in Italia è costituita da

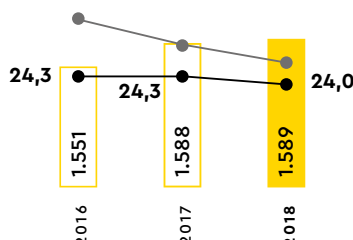
4.223 stazioni di servizio con una riduzione di 87 unità rispetto al 31 dicembre 2017 (4.310 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (74 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (10 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali al netto delle nuove aperture (3 unità).

Vendite per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Italia		13,45	13,65	14,09	(0,20)	(1,5)
Vendite rete		5,91	6,01	5,93	(0,10)	(1,7)
Benzina		1,46	1,51	1,53	(0,05)	(3,3)
Gasolio		4,03	4,08	3,99	(0,05)	(1,2)
GPL		0,38	0,38	0,36		
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04		
Vendite extrarete		7,54	7,64	8,16	(0,10)	(1,3)
Gasolio		3,25	3,36	3,70	(0,11)	(3,3)
Oli combustibili		0,07	0,08	0,14	(0,01)	(12,5)
GPL		0,20	0,21	0,22	(0,01)	(4,8)
Benzina		0,44	0,44	0,49		
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08		
Bunker		0,80	0,85	1,01	(0,05)	(5,9)
Jet fuel		1,98	1,96	1,82	0,02	1,0
Altri prodotti		0,72	0,66	0,70	0,06	9,1
Estero (rete + extrarete)		5,77	6,01	6,27	(0,24)	(4,0)
Benzina		1,30	1,21	1,27	0,09	7,4
Gasolio		3,16	3,29	3,44	(0,13)	(4,0)
Jet fuel		0,33	0,50	0,62	(0,17)	(34,0)
Oli combustibili		0,14	0,13	0,13	0,01	7,7
Lubrificanti		0,09	0,10	0,10	(0,01)	(10,0)
GPL		0,50	0,51	0,49	(0,01)	(2,0)
Altri prodotti		0,25	0,27	0,22	(0,02)	(7,4)
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		19,22	19,66	20,36	(0,44)	(2,2)

CONSUMI E QUOTA DI MERCATO ITALIA

● Quota mercato rete (%) ● Erogato medio (mgl di litri)
 ● Consumi nazionali



Vendite rete resto d'Europa

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 2,48 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.

Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.225 stazioni di servizio, con un numero di distributori in diminuzione di 9 unità rispetto al 31 dicembre 2017 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.391 mila litri) è diminuito di 49 mila litri rispetto al 2017 (2.440 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 7,54 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2017, le minori vendite di gasolio sono compensate dai maggiori volumi commercializzati di altri prodotti.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 2,82 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,9% rispetto al 2017 per effetto dei minori volumi venduti in Germania e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Spagna. Le vendite al settore Petrolchimica (0,96 milioni di tonnellate) sono in aumento dell'11,6%. Le altre vendite in Italia e all'estero (12,74 milioni di tonnellate) sono in leggero aumento (+0,06 milioni di tonnellate) per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

Disponibilità e vendite di prodotti

	(migliaia di tonnellate)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Intermedi		7.130	6.595	6.580	535	8,1
Polimeri		2.353	2.360	2.229	(7)	(0,3)
Produzioni		9.483	8.955	8.809	528	5,9
Consumi e perdite		(5.085)	(4.566)	(4.917)	(519)	(11,4)
Acquisti e variazioni rimanenze		540	257	853	283	110,1
TOTALE DISPONIBILITÀ		4.938	4.646	4.745	292	6,3
Intermedi		3.087	2.748	2.956	339	12,3
Polimeri		1.851	1.898	1.789	(47)	(2,5)
TOTALE VENDITE		4.938	4.646	4.745	292	6,3

Le **vendite** di prodotti petrolchimici di 4.938 mila tonnellate sono aumentate rispetto al 2017 (+292 mila tonnellate; pari al 6,3%). Gli incrementi più significativi sono stati registrati nelle olefine (+14,8%) e nei derivati (+20,4%), parzialmente compensati dalle minori vendite del polietilene (-6,3%) e degli elastomeri (-3,2%).

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono aumentati complessivamente del 7,1% rispetto al 2017, con le olefine e gli aromatici in aumento rispettivamente del 10,9% e del 4,2%. Nel business polimeri si è invece registrata una flessione del 2,4% rispetto al 2017.

Le **produzioni** di prodotti petrolchimici di 9.483 mila tonnellate sono aumentate di 528 mila tonnellate (+5,9%) per effetto principalmente delle maggiori produzioni del business degli intermedi (+8,1%) in particolare nei derivati (+17,6%); le produzioni di polimeri sono sostanzialmente stabili nonostante il miglioramento degli stirenici (+8,3%).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Porto Marghera (+22,9%) per il recupero della capacità produttiva a seguito della fermata avvenuta nel 2017, e nei siti di Sazhalombatta, Mantova e Priolo. In calo la produzione presso i siti di Ferrara, Brin-

disi e Oberhausen per fermate non programmate nel corso del 2018. La capacità produttiva nominale è in linea con il 2017. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 76,2% superiore al 2017 (72,8%).

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.401 milioni) sono aumentati del 20,8% (+€413 milioni rispetto al 2017) per effetto dell'incremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit. Le vendite sono aumentate del 12,3%, in particolare l'etilene (+30,3%) e i derivati (+20,4%) per maggiore disponibilità di prodotto a seguito di fermate nel 2017. I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 7,1%, in particolare nelle olefine (+10,9%) e aromatici (+4,1%); in diminuzione i derivati (-9,3%). Le produzioni di intermedi (7.130 migliaia di tonnellate) sono aumentate dell'8,1% rispetto al 2017. Si registrano incrementi nei derivati (17,6%), negli aromatici (+8,3%) e nelle olefine (+7%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.589 milioni) sono diminuiti del 5,2% (-€141 milioni rispetto al 2017) per effetto dei minori volumi di vendita (-2,5%) nonché della diminuzione dei prezzi medi unitari (-2,4%).

Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (+5,8%) per maggiore disponibilità di prodotto; in leggero calo i prezzi di vendita (-1,4%).

In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-6,4%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA; si rileva una riduzione dei prezzi medi (-3,9%).

Il decremento dei volumi venduti di elastomeri è attribuibile alla riduzione nelle vendite di gomme SBR (-3,6%), di gomme speciali EPDM (-5,7%) e lattici (-16,9%); in aumento i volumi di gomme termoplastiche (+2,5%) e di BR (+1,2%).

L'aumento dei volumi venduti degli stirenici (+5,8%) è attribuibile principalmente alle maggiori vendite di stirene (+21,1%), di polistirolo compatto (+8,2%) e di polistirolo espandibile (+5,3%); minori vendite di ABS/SAN (-16%).

Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-6,4%) con minori vendite di EVA (-16,1%), LDPE (-8,6%) e di LLDPE (-5,1%), mentre sono in aumento i volumi di HDPE (+2,2%).

Le produzioni di polimeri (2.353 migliaia di tonnellate) sono allineate al 2017 nonostante le minori produzioni di polietilene (-7,3%) ed elastomeri (-2,7%). Nel business stirenici si rilevano maggiori produzioni di stirene (+12,1%) e di HIPS (+11,7%).

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore di €877 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€587 milioni), finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione in green 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 (€139 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa; (iii) nell'ambito della Chimica, interventi di potenziamento (€52 milioni), mantenimento (€32 milioni), in materia di salute, sicurezza e ambiente (€26 milioni), nonché interventi di manutenzione (€21 milioni).

La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €44 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 20 domande di brevetto.

Investimenti tecnici

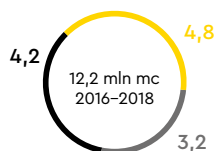
	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Refining		587	395	298	192	48,6
Marketing		139	131	123	8	6,1
		726	526	421	200	38,0
Chimica		151	203	243	(52)	(25,6)
TOTALE		877	729	664	148	20,3

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

ACQUA DI FALDA TRATTATA DA TAF E RIUTILIZZATA/REINIETTATA

mln di metri cubi

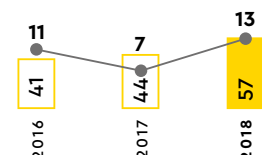
● 2016 ● 2017 ● 2018



INNOVAZIONE TECNOLOGICA

● Domande di primo deposito brevettuale (numero)

● Spesa in R&S (€ milioni)



RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

€ milioni



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 Syndial Servizi Ambientali SpA, impegnata negli interventi di bonifica, ripristino ambientale e messa in sicurezza di siti industriali chiusi, dismessi o ristrutturati, gestiti in passato da controllate Eni, nonché il business Energy Solutions che si occupa di sviluppare il business dell'energia da fonti rinnovabili.

Performance dell'anno

- Nel 2018 l'acqua di falda trattata (TAF) e riutilizzata nel ciclo produttivo è aumentata del 12%. Il risultato conferma l'impegno di Eni nell'aumentare 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 in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle attività.
- Nel 2018, la potenza elettrica installata da fotovoltaico è pari a 39,8 MW.
- Nel 2018 il settore Corporate e altre attività ha registrato un aumento di circa 9% 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 €143 milioni hanno riguardato essenzialmente lo sviluppo di progetti rinnovabili, economia circolare e digitalizzazione.
- Nel 2018 la spesa di Ricerca e Sviluppo è stata pari a €57 milioni (€44 milioni nel 2017). Sono state depositate 13 domande di brevetto.
- Nel corso del 2018 la quota di rifiuti recuperati/riciclati è aumentata rispetto al 2017, arrivando a circa il 40% dei rifiuti totali smaltiti.

ACQUA DI FALDA
UTILIZZATA NEL CICLO
PRODUTTIVO
O REINIETTATA VS. TOTALE
ACQUA DI FALDA TRATTATA

21 % nel 2018



POTENZA
ELETTRICA
INSTALLATA DA
FOTOVOLTAICO

39,8 MW nel 2018



SPESA
IN R&S

+30 %
vs. 2017



RIFIUTI RECUPERATI
VS. RIFIUTI
RECUPERABILI

58 % nel 2018
+10% vs. 2017

Principali attività dell'anno

Italia Prosegue l'impegno di Eni nello sviluppo di progetti rinnovabili. In particolare nell'ambito del Progetto Italia sono stati avviati gli impianti fotovoltaici: (i) nel marzo 2018, l'impianto da 1MW del Green Data Center di Ferrera Erbognone; (ii) nel luglio 2018, l'impianto da 1MW di Gela presso l'area denominata Isola 10; e (iii) nel settembre 2018, l'impianto da 26 MW di Assemini. È stato avviato l'iter amministrativo per la realizzazione di due impianti fotovoltaici nell'area produttiva di Porto Marghera nell'ambito di un processo di riqualificazione del territorio.

Nel febbraio 2019 è stata avviata la costruzione di un impianto fotovoltaico con una capacità installata di 31 MW all'interno del sito industriale di Porto Torres. Il progetto ha ottenuto l'Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio da parte dell'Autorità competente. L'energia annuale prodotta sarà autoconsumata per circa il 50% dalle società presenti nel sito industriale e consentirà di evitare l'emissione di circa 22.000 tonnellate anno di CO₂eq.

Nel dicembre 2018 è stato avviato presso il sito della Rafineria di Gela l'impianto pilota Waste to Fuel, una tecnologia sviluppata e brevettata da Eni che consente la conversione dei rifiuti solidi organici (FORSU) in bio-olio da utilizzare come combustibile navale o per generare bio-diesel. La prima produzione è stata conseguita nel gennaio 2019. Il successo del progetto pilota costituirà un riferimento funzionale per lo sviluppo di ulteriori future iniziative su scala industriale. È in corso di sviluppo il progetto Ponticelle NOI (Nuove Opportunità di Innovazione) presso l'area produttiva di Ravenna, con un investimento complessivo di €60 milioni.

Il programma include la Messa in Sicurezza Permanente (MISP) e la riqualificazione produttiva, innovativa e sostenibile dell'area, in coerenza con i principi dell'economia circolare. L'area interessata si estende su una superficie di circa 26 ettari, su cui è prevista: (i) la realizzazione di una Piattaforma Ambientale polifunzionale destinata alle lavorazioni dei materiali provenienti dal sito e dalle altre attività di Eni con l'obiettivo di massimizzarne il recupero; (ii) un Centro Tecnologico per le Bonifiche, per testare tecnologie innovative di bonifica; (iii) un impianto fotovoltaico per fornire energia a supporto delle attività produttive; e (iv) un impianto Waste to Fuel.

Nel marzo 2019 è stato firmato un protocollo di intesa con Veritas, multiutility che effettua la raccolta, la valorizzazione e il trattamento dei rifiuti nel territorio veneziano. L'accordo prevede la realizzazione in un'area dismessa e bonificata di Porto Marghera

di un impianto che applicherà la tecnologia Waste to Fuel per convertire dei rifiuti solidi organici in bio-olio o in bio-metano.

Australia Nel febbraio 2019 è stata completata l'acquisizione di un progetto per la realizzazione di una centrale fotovoltaica da 33,7 MW nel sito di Katherine, nel nord del Paese. L'impianto, che entrerà in produzione entro la fine del 2019, sarà dotato di un sistema di accumulo di energia e consentirà a regime di evitare l'emissione di circa 63.000 tonnellate l'anno di CO₂eq.

Algeria Nel novembre 2018 è stata completata la costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW presso il sito produttivo di Bir Rebaa North (BRN) nel Blocco 403 (Eni 50%). L'impianto fornirà energia elettrica alle facility produttive del giacimento e contemporaneamente contribuirà alla riduzione delle emissioni di gas serra, nell'ambito di un processo di decarbonizzazione del sistema energetico del Paese.

Inoltre, per rafforzare la partnership nel settore dell'energia rinnovabile, sono stati firmati accordi con Sonatrach: (i) per la realizzazione di un laboratorio di ricerca presso il sito produttivo di BRN al fine di testare le tecnologie solari in un contesto desertico; (ii) per la creazione di una joint venture che realizzerà e gestirà impianti ad energia solare nei siti produttivi nel Paese operati da Sonatrach.

Kazakhstan Nel dicembre 2018 è stato avviato il cantiere per la realizzazione, in partnership con General Electric (GE), del primo parco eolico di Eni dalla capacità complessiva di 50 MW, situato presso il sito di Badamsha. Il progetto, che rientra nell'ambito dell'accordo siglato nel corso del 2017, tra Eni, GE e il Ministro dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan, entrerà in esercizio a fine 2019.

Pakistan Nel 2018 sono state avviate le attività preliminari per la realizzazione di un impianto solare da 10 MW a supporto delle facility produttive del giacimento di Bhit (Eni 40%, operatore). Lo start-up è previsto nel 2019.

Tunisia Nel corso del 2018 sono stati sanzionati due progetti fotovoltaici: (i) un impianto da 5 MW per la fornitura di energia alle facility produttive del giacimento Adam (Eni 50%, operatore); (ii) l'impianto di Tataouine da 10 MW (Eni 50%, operatore) che prevede la cessione dell'energia prodotta alla società nazionale STEG sulla base di un accordo di Power Purchase Agreement della durata di 20 anni.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		75.822	66.919	55.762	8.903	13,3
Altri ricavi e proventi		1.116	4.058	931	(2.942)	(72,5)
Costi operativi		(59.130)	(55.412)	(47.118)	(3.718)	(6,7)
Altri proventi e oneri operativi		129	(32)	16	161	..
Ammortamenti		(6.988)	(7.483)	(7.559)	495	6,6
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(866)	225	475	(1.091)	..
Radiazioni		(100)	(263)	(350)	163	62,0
Utile (perdita) operativo		9.983	8.012	2.157	1.971	24,6
Proventi (oneri) finanziari		(971)	(1.236)	(885)	265	21,4
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		1.095	68	(380)	1.027	..
Utile (perdita) prima delle imposte		10.107	6.844	892	3.263	47,7
Imposte sul reddito		(5.970)	(3.467)	(1.936)	(2.503)	(72,2)
Tax rate (%)		59,1	50,7	217,0	8,4	
Utile (perdita) netto - continuing operations		4.137	3.377	(1.044)	760	22,5
Utile (perdita) netto - discontinued operations				(413)		
Utile (perdita) netto		4.137	3.377	(1.457)	760	22,5
di competenza:						
Eni:		4.126	3.374	(1.464)	752	22,3
- continuing operations		4.126	3.374	(1.051)	752	22,3
- discontinued operations				(413)		..
Interessenze di terzi:		11	3	7	8	..
- continuing operations		11	3	7	8	..
- discontinued operations						

Nell'esercizio 2018 Eni ha conseguito l'utile operativo di €9.983 milioni e l'utile netto di competenza di €4.126 milioni, aumentati rispettivamente di circa il 25% e il 22% rispetto al 2017. I risultati di Eni sono stati sostenuti dall'andamento dello scenario petrolifero e dal miglioramento della performance industriale. Nel 2018 le quotazioni del Brent sono aumentate in media del 31% rispetto al 2017 a quota 71 \$/barile, peraltro in un contesto di forte volatilità. Nei primi dieci mesi dell'anno il prezzo del greggio ha registrato un trend in crescita fino al picco di 85 \$/barile in ottobre, massimo in quattro anni, grazie alla ripresa economica e al bilanciamento tra domanda e offerta globale. A partire da novembre, in coincidenza con la correzione dei mercati finanziari globali con vendite su tutte le asset class, il petrolio è entrato in una fase pesantemente ribassista perdendo circa il 40% dal picco per chiudere l'anno su valori intorno a 50 \$/barile, a causa dei segnali di rallentamento della crescita globale, del ritorno dell'oversupply, delle incertezze sull'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, della Brexit e dei fattori geopolitici. L'OPEC e la Russia hanno concordato a dicembre un taglio alle produzioni da 1,2 milioni di barili/giorno efficace dal 2019. In tale contesto il settore E&P di Eni ha registrato un incremento dell'utile operativo di €2,6 miliardi grazie all'effetto scenario e all'aumento della produzione, il cui contributo è stato sostenuto dalla maggiore incidenza di barili a più elevato profitto unitario. Il settore G&P ha migliorato l'utile operativo reported di circa €0,6

miliardi grazie alla complessiva ristrutturazione del business, alla valorizzazione delle flessibilità del portafoglio long-term, alle ottimizzazioni nel power e nella logistica, nonché alla crescita nel business GNL che ha fatto leva sull'integrazione con la E&P. Diminuisce invece il contributo dei settori downstream petrolifero e petrolchimico (circa -€1,4 miliardi) a causa della rilevante compressione dei margini (SERM raffinazione Eni a 3,7 \$/barile, -26%; margine del cracker -11%; margine del polietilene -69%) determinata dalle difficoltà nel trasferire sui prezzi finali delle commodity energetiche gli aumenti del costo della carica petrolifera in funzione del rallentamento della domanda finale e della pressione competitiva nei mercati a valle da parte di produttori più efficienti.

Il calo delle quotazioni del greggio e dei prodotti ha determinato inoltre una perdita da valutazione del magazzino rispetto a un provento nell'esercizio precedente (circa -€225 milioni). I fenomeni straordinari/non ricorrenti hanno inciso per -€388 milioni (rispetto a proventi straordinari di €839 milioni nel 2017) riflettendo la sostanziale compensazione tra la plusvalenza dall'operazione Vår Energi (data dalla differenza tra il fair value della partecipazione acquisita e il valore di libro dei net asset ceduti) a cui si aggiunge l'effetto di sospensione per tutto il secondo semestre degli ammortamenti relativi agli asset classificati held for sale e le svalutazioni nette di attività fisse e vari accantonamenti per rischi.

	2018	2017	2016	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	71,04	54,27	43,69	30,9
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,181	1,130	1,107	4,5
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	60,15	48,03	39,47	25,2
Standard Eni Refining Margim (SERM) ^(c)	3,7	5,0	4,2	[26,0]
PSV ^(d)	260	211	168	23,2
TTF ^(d)	243	183	148	32,8

(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.

La **generazione di cassa** è stata di €13.647 milioni, +35% rispetto al 2017, dovuta al miglioramento gestionale per effetto scenario e performance.

Il flusso di cassa operativo adjusted prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione è pari a €12.662 milioni, con un incremento del 37% rispetto al 2017. Tale performance si ottiene sterilizzando gli effetti di oneri straordinari che includono: un onere relativo alla definizione di un arbitrato (€313 milioni), un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€158 milioni) e oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr, sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni.

Allo scenario Brent di 71 \$/barile nel 2018, la gestione ha generato circa €13,45 miliardi che unitamente alle variazioni positive del cir-

colante associato all'attività d'investimento/disinvestimento di €0,9 miliardi (che include l'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di quote di Zohr nel 2017) ha consentito di finanziare i capex di €7,94 miliardi e il pagamento di €2,95 miliardi di dividendi per cassa con un surplus di circa €3,5 miliardi. Applicando la sensitivity Eni di variazione di €0,19 miliardi di cash flow per ogni dollaro di variazione del prezzo del Brent, si ottiene che la gestione ha coperto i fabbisogni per investimenti e per il dividendo allo scenario di circa 52 \$/barile, che si ridetermina in 55 \$/barile escludendo dai cash-in l'incasso delle rate prezzo (€450 milioni) delle dismissioni di Zohr eseguite nel 2017, unica componente non organica del calcolo.

Al 31 dicembre 2018, l'**indebitamento finanziario netto** è pari a €8.289 milioni con una riduzione di €2.627 milioni rispetto a fine 2017. Il gearing è pari a 0,14, livello competitivo tra le major europee, e il leverage scende a 0,16 rispetto a 0,23 di fine 2017.

Risultati adjusted e composizione degli special items

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	9.983	8.012	2.157	1.971	24,6
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	96	(219)	(175)		
Esclusione special item	1.161	(1.990)	333		
Utile (perdita) operativo adjusted	11.240	5.803	2.315	5.437	93,7
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	4.126	3.374	(1.051)	752	22,3
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	69	(156)	(120)		
Esclusione special item	388	(839)	831		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	4.583	2.379	(340)	2.204	92,6
Tax rate (%)	56,2	56,8	120,6		

L'utile netto di bilancio comprende special item costituiti da oneri netti di €388 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutarie:

- (i) le svalutazioni nette di asset del settore E&P per complessivi €726 milioni che hanno come driver le performance inferiori alle attese di alcuni giacimenti, nonché per allinearli al fair value di vendita;
- (ii) la ripresa di valore delle attività di trasporto estero per riduzione del rischio paese incorporato nel tasso di sconto (€66 milioni);
- (iii) il ripristino per l'importo di €375 milioni della correlazione tra le produzioni e le depletion delle riserve con l'inserimento dei relativi ammortamenti UOP della controllata Eni Norge, i cui ammortamenti ai fini del risultato GAAP sono stati bloccati a partire dalla data di classificazione come "disposal group held for sale" ai sensi dello IFRS 5 per via dell'accordo di fusione con Point Resources;
- (iv) le svalutazioni di €193 milioni riferite principalmente agli inve-

stimenti di periodo relativi a CGU della R&M svalutate precedentemente delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività;

- (v) l'onere connesso alla definizione di un arbitrato relativo a un contratto di acquisto di servizi di rigassificazione long-term, che ha stabilito la termination del contratto e delle relative fee annuali a carico di Eni e il riconoscimento alla controparte di un ammontare equitativo di €289 milioni (al quale si aggiungono interessi per €24 milioni);
- (vi) svalutazioni di crediti nel settore E&P per il recupero di costi d'investimento sostenuti in esercizi passati per allinearli al valore recuperabile (€158 milioni);
- (vii) la plusvalenza di €339 milioni (al netto di assignment bonus e altri oneri) sulla cessione del 10% della concessione di Shorouk e Nour nell'offshore dell'Egitto;

- (viii) oneri per esodi agevolati (€155 milioni);
- (ix) oneri ambientali (€325 milioni) rilevati in particolare nei settori R&M e Chimica e E&P;
- (x) la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (provento di €133 milioni);
- (xi) le differenze e derivati su cambi riclassificati dagli oneri/proventi finanziari all'utile operativo (saldo positivo di €107 milioni) riferiti essenzialmente al settore G&P relativi ai 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 cambio di traduzione;
- (xii) la plusvalenza sull'operazione di business combination tra Eni Norge e Point Resources controllate al 100% rispettivamente da Eni e HitecVision, ad esito della quale è stata costi-

- tuita Vår Energi alla quale Eni partecipa al 69,6% esercitando il controllo congiunto con l'altro socio HitecVision (circa €890 milioni quale differenza tra il FV della partecipazione e il valore di libro dei net asset ceduti);
- (xiii) la ripresa di valore (€262 milioni) della partecipazione valutata all'equity nella società Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto;
- (xiv) la svalutazione della partecipazione in un'iniziativa mineraria all'equity (circa €200 milioni) dovuta al declassamento delle riserve non sviluppate in funzione del deteriorato contesto operativo locale;
- (xv) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€154 milioni);
- (xvi) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di imposte differite attive Italia per le minori prospettive reddituali (€99 milioni).

Dettaglio degli special item

	(€ milioni)	2018	2017	2016
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.161	(1.990)	333
- oneri ambientali		325	208	193
- svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(221)	(459)
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti				7
- plusvalenze nette su cessione di asset		(452)	(3.283)	(10)
- accantonamenti a fondo rischi		380	448	151
- oneri per incentivazione all'esodo		155	49	47
- derivati su commodity		(133)	146	(427)
- differenze e derivati su cambi		107	(248)	(19)
- ripristino ammortamenti Eni Norge		(375)		
- altro		288	911	850
Oneri (proventi) finanziari		(85)	502	166
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(107)	248	19
Oneri (proventi) su partecipazioni		(798)	372	817
di cui:				
- plusvalenze da cessione		(909)	(163)	(57)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		67	537	896
Imposte sul reddito		110	277	(72)
di cui:				
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		99		170
- svalutazioni nette imposte differite estero upstream				6
- riforma fiscale Stati Uniti			115	
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		11	162	(248)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		388	(839)	1.244

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		4.955	2.724	508	2.231	81,9
Gas & Power		310	52	(330)	258	..
Refining & Marketing e Chimica		238	663	419	(425)	(64,1)
Corporate e altre attività		(965)	(1.041)	(991)	76	7,3
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		56	(16)	61	72	
Utile (perdita) netto adjusted		4.594	2.382	(333)	2.212	92,9
di competenza:						
- interessenze di terzi		11	3	7	8	..
- azionisti Eni		4.583	2.379	(340)	2.204	92,6

(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)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		25.744	19.525	16.089	6.219	31,9
Gas & Power		55.690	50.623	40.961	5.067	10,0
Refining & Marketing e Chimica		25.216	22.107	18.733	3.109	14,1
- Refining & Marketing		20.646	17.688	14.932	2.958	16,7
- Chimica		5.123	4.851	4.196	272	5,6
- Elisioni		(553)	(432)	(395)		
Corporate e altre attività		1.589	1.462	1.343	127	8,7
Elisioni di consolidamento		(32.417)	(26.798)	(21.364)	(5.619)	
Ricavi della gestione caratteristica		75.822	66.919	55.762	8.903	13,3
Altri ricavi e proventi		1.116	4.058	931	(2.942)	(72,5)
Totale ricavi		76.938	70.977	56.693	5.961	8,4

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2018 (€75.822 milioni) sono aumentati di €8.903 milioni rispetto al 2017 (+13,3%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (€25.744 milioni) sono aumentati di €6.219 milioni (+31,9%) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+30,8% e +41%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e, per il gas, al contributo di produzioni a maggiore prezzo unitario.

I ricavi del settore Gas & Power (€55.690 milioni) sono aumentati di €5.067 milioni (+10%) per effetto della ripresa del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il trading di commodity, anche per effetto dell'incremento dei prezzi di olio e prodotti petroliferi.

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€25.216 milioni) sono aumentati di €3.109 milioni (+14,1%) principalmente nel

settore Refining & Marketing (+€2.958 milioni) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle commodity. I prezzi medi di benzina e gasolio registrano un incremento rispettivamente del 14% e 30%. I ricavi della Chimica registrano un modesto incremento (+€272 milioni) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari di vendita, nonché del 6% di aumento dei prodotti venduti.

Gli **altri ricavi e proventi** comprendono plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscelanei. Il saldo positivo di €1.116 milioni riguarda principalmente la plusvalenza sulla cessione di una quota del 10% del progetto Zohr. La riduzione rispetto al periodo di confronto riflette la rilevazione nel 2017 delle plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'Offshore del Mozambico (€1.985 milioni).

Costi operativi

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		55.622	51.548	43.278	4.074	7,9
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		415	913	846	(498)	(54,5)
Costo lavoro		3.093	2.951	2.994	142	4,8
di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro		155	49	47		
		59.130	55.412	47.118	3.718	6,7

I **costi operativi** sostenuti nel 2018 (€59.130 milioni) sono aumentati di €3.718 milioni rispetto al 2017, pari al 6,7%. Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€55.622 milioni) sono aumentati del 7,9% (+€4.074 milioni) per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Il **costo lavoro** (€3.093 milioni) è aumentato di €142 milioni rispetto

al 2017 (+4,8%) principalmente per effetto delle dinamiche retributive e di maggiori oneri per incentivazione all'esodo. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dal decremento dell'occupazione media all'estero e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA. Gli special item del costo lavoro (€155 milioni) si riferiscono agli oneri per incentivazione relativi al piano di uscita anticipata di personale di Eni gas e luce SpA ai sensi dell'art. 4, Legge 92/2012.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		6.152	6.747	6.772	(595)	(8,8)
Gas & Power		408	345	354	63	18,3
Refining & Marketing e Chimica		399	360	389	39	10,8
Corporate e altre attività		59	60	72	(1)	(1,7)
Effetto eliminazione utili interni		(30)	(29)	(28)	(1)	
Totale ammortamenti		6.988	7.483	7.559	(495)	(6,6)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(225)	(475)	1.091	..
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		7.854	7.258	7.084	596	8,2
Radiazioni		100	263	350	(163)	(62,0)
		7.954	7.521	7.434	433	5,8

Gli **ammortamenti** (€6.988 milioni) sono diminuiti del 7% rispetto al 2017, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto della sospensione degli ammortamenti UOP della controllata Eni Norge (€375 milioni) dovuta alla classificazione come disposal

group held for sale ai sensi dello IFRS 5 a partire dal secondo semestre per via dell'accordo di fusione con Point Resources, nonché dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati dagli avvisi e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni nette** (€866 milioni) sono così articolate:

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Svalutazione asset materiali/immateriali		1.292	862	1.067	430
Riprese di valore		(426)	(1.087)	(1.542)	661
Svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(225)	(475)	1.091
Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti			4	16	(4)
Totale		866	(221)	(459)	1.087

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production		726	(158)	(700)	884
Gas & Power		(71)	(146)	81	75
Refining & Marketing e Chimica		193	54	104	139
Corporate e altre attività		18	25	40	(7)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(225)	(475)	1.091

Le svalutazioni sono commentate nel paragrafo "special item".

Le **radiazioni** (€100 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off

di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse da giustificare lo sviluppo principalmente in Vietnam e Marocco.

Utile operativo

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		10.214	7.651	2.567	2.563	33,5
Gas & Power		629	75	(391)	554	..
Refining & Marketing e Chimica		(380)	981	723	(1.361)	..
Corporate e altre attività		(691)	(668)	(681)	(23)	(3,4)
Effetto eliminazione utili interni		211	(27)	(61)	238	
Utile (perdita) operativo		9.983	8.012	2.157	1.971	24,6

Utile operativo adjusted

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

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	9.983	8.012	2.157	1.971	24,6
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	96	(219)	(175)		
Esclusione special item	1.161	(1.990)	333		
Utile (perdita) operativo adjusted	11.240	5.803	2.315	5.437	93,7
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	10.850	5.173	2.494	5.677	109,7
Gas & Power	543	214	(390)	329	153,7
Refining & Marketing e Chimica	380	991	583	(611)	(61,7)
Corporate e altre attività	(606)	(542)	(452)	(64)	(11,8)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	73	(33)	80	106	
	11.240	5.803	2.315	5.437	93,7

L'incremento di €5,4 miliardi dell'utile operativo adjusted è dovuto per €4 miliardi all'andamento dello scenario petrolifero e per €1,4 miliardi al miglioramento della performance "underlying" che riflette la crescita produttiva e il contributo crescente di progetti

upstream a più elevato profit per boe.

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Proventi (oneri) finanziari netti

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(627)	(834)	(726)	207
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(685)	(751)	(757)	66
- Interessi attivi verso banche	18	12	15	6
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	32	(111)	(21)	143
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	16	37	(8)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(307)	837	(482)	(1.144)
- Strumenti finanziari derivati su valute	(329)	809	(494)	(1.138)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	22	28	(12)	(6)
- Opzioni			24	
Differenze di cambio	341	(905)	676	1.246
Altri proventi (oneri) finanziari	(430)	(407)	(459)	(23)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	132	128	143	4
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(249)	(264)	(312)	15
- Altri proventi (oneri) finanziari	(313)	(271)	(290)	(42)
	(1.023)	(1.309)	(991)	286
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	52	73	106	(21)
	(971)	(1.236)	(885)	265

Gli **oneri finanziari netti** di €971 milioni registrano un miglioramento di €265 milioni rispetto al 2017 per effetto principalmente dei minori oneri finanziari correlati al debito, che riflettono la riduzione di €2.627 milioni dell'indebitamento finanziario grazie al surplus di cassa generato dalla gestione dopo la copertura degli investimenti e del dividendo. Gli altri proventi e oneri finanziari

includono l'incremento degli altri oneri finanziari a seguito della svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (circa €270 milioni), peraltro compensata nel confronto anno-su-anno dalla rilevazione nel 2017 di svalutazioni di crediti finanziari connessi a iniziative industriali valutate all'equity.

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2018 è illustrata nella tabella seguente:

2018	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		158	9	(67)	(168)	(68)
Dividendi		193		38		231
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		19	(6)	9		22
Altri proventi (oneri) netti		885	25			910
		1.255	28	(20)	(168)	1.095

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €1.095 milioni e riguardano:

- (i) i dividendi delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value (€231 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€187 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€35 milioni);
- (ii) gli altri proventi netti di €910 milioni che comprendono la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (circa €890 milioni);
- (iii) la ripresa di valore della partecipazione in Angola LNG nella E&P per effetto dei migliorati economics del progetto (€262

milioni), in parte assorbita dalla svalutazione di un'altra iniziativa industriale all'equity a causa del contesto operativo locale (circa €200 milioni).

Tali proventi sono stati in parte compensati dalla quota Eni della perdita di esercizio della joint venture Saipem partecipata da Eni con il 31%, registrato nel segmento Corporate e altre attività, che riflette gli esiti dell'impairment test e da alcune poste straordinarie rilevate dalla partecipata.

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(68)	(267)	(326)	199
Dividendi		231	205	143	26
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		22	163	(14)	(141)
Altri proventi (oneri) netti		910	(33)	(183)	943
		1.095	68	(380)	1.027

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono incrementate di €2.503 milioni a €5.970 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte (+€3.263 milioni rispetto al 2017). Il tax rate si attesta al 59% rispetto al 51% del 2017 influenzato dai minori proventi privi di effetto fiscale o con effetto fiscale inferiore all'aliquota media del Gruppo.

Il tax rate adjusted si attesta al 56,2%, in marginale flessione rispetto al 2017, nonostante l'aumento del tax rate E&P (circa 3 punti percentuali) per effetto della minore attivazione di imposte differite attive sui progetti.

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		10.214	7.651	2.567	2.563	33,5
Esclusione special item:		636	(2.478)	(73)		
- oneri ambientali		110	46			
- svalutazioni (riprese di valore) nette		726	(154)	(684)		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti				7		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(442)	(3.269)	(2)		
- oneri per incentivazione all'esodo		26	19	24		
- accantonamenti a fondo rischi		360	366	105		
- derivati su commodity				19		
- differenze e derivati su cambi		(6)	(68)	(3)		
- altro		(138)	582	461		
Utile (perdita) operativo adjusted		10.850	5.173	2.494	5.677	109,7
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(366)	(50)	(55)	(316)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		285	408	68	(123)	
Imposte sul reddito ^(a)		(5.814)	(2.807)	(1.999)	(3.007)	
Tax rate (%)		54,0	50,8	79,7	3,2	
Utile (perdita) netto adjusted		4.955	2.724	508	2.231	81,9
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		380	525	374	(145)	(27,6)
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		287	273	204	14	5,1
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		93	252	170	(159)	(63,1)
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(c)	(\$/barile)	65,47	50,06	39,18	15,41	30,8
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	183,74	130,31	115,51	53,43	41,0
Idrocarburi	(\$/boe)	47,48	35,06	29,14	12,42	35,4

(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 2018 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €10.850 milioni più che raddoppiato rispetto al 2017, raggiungendo il livello più elevato degli ultimi quattro anni. Tale trend riflette il rafforzamento dello scenario Brent dei primi dieci mesi (+31% la quotazione media annua del Brent in dollari) riflesso nei maggiori prezzi di realizzo degli idrocarburi equity, nonché la crescita produttiva, parzialmente compensati dall'effetto cambio sfavorevole (+4,5% il cambio EUR/USD). A parità di scenario, la performance industriale ha registrato un forte miglioramento, trainata dall'effetto positivo volume/mix dovuto alla maggiore incidenza di barili a più elevato profitto unitario. L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €636 milioni.

L'**utile netto adjusted** è stato di €4.955 milioni, con un incremento dell'82% rispetto al 2017 dovuto alla migliore performance operativa, parzialmente compensata dalla svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (circa €270 milioni) con un impatto anche sul tax rate a causa della loro indeducibilità. Il tax rate adjusted del 2018 aumenta di circa 3 punti percentuali per effetto della minore attivazione di differite attive sui progetti. Al netto di tali effetti, il tax rate diminuisce di circa 2 punti percentuali.

Nel 2018 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 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)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	629	75	(391)	554	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino			90		
Esclusione special item:	(86)	139	(89)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(71)	(146)	81		
- oneri ambientali	(1)		1		
- accantonamento a fondo rischi			17		
- oneri per incentivazione all'esodo	122	38	4		
- derivati su commodity	(156)	157	(443)		
- differenze e derivati su cambi	112	(171)	(19)		
- altro	(92)	261	270		
Utile (perdita) operativo adjusted	543	214	(390)	329	153,7
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(4)	10	6	(14)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	9	(9)	(20)	18	
Imposte sul reddito ^(a)	(238)	(163)	74	(75)	
Tax rate (%)	43,4	75,8	..	(32,4)	
Utile (perdita) netto adjusted	310	52	(330)	258	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2018 il settore Gas & Power ha conseguito il migliore risultato degli ultimi otto anni con l'**utile operativo adjusted** di €543 milioni, oltre il doppio rispetto al 2017. Tale risultato è stato trainato dalla complessiva ristrutturazione del settore in tutte le linee di business, in particolare dalla crescita delle vendite di GNL, dalle ottimizzazioni nel power e nella logistica e dall'andamento del mercato wholesale nei primi nove mesi che ha consentito di valorizzare le flessibilità associate al portafoglio contratti long-term.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €86 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €310 milioni, rispetto a €52 milioni del 2017, in miglioramento di €258 milioni a seguito dell'incremento della performance operativa. Il tax rate adjusted dell'anno si normalizza al 43,4%, in riduzione rispetto al 75,8% del 2017 che risentiva dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(380)	981	723	(1.361)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino	234	(213)	(406)		
Esclusione special item:	526	223	266		
- oneri ambientali	193	136	104		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	193	54	104		
- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)	(13)	(8)		
- accantonamenti a fondo rischi	21		28		
- oneri per incentivazione all'esodo	8	(6)	12		
- derivati su commodity	23	(11)	(3)		
- differenze e derivati su cambi	1	(9)	3		
- altro	96	72	26		
Utile (perdita) operativo adjusted	380	991	583	(611)	(61,7)
- Refining & Marketing	390	531	278	(141)	(26,6)
- Chimica	(10)	460	305	(470)	..
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	11	5	1	6	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(2)	19	32	(21)	
Imposte sul reddito ^(a)	(151)	(352)	(197)	201	
Tax rate (%)	38,8	34,7	32,0	4,1	
Utile (perdita) netto adjusted	238	663	419	(425)	(64,1)

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €390 milioni con una riduzione del 27% dovuta al minore contributo della raffinazione per effetto del calo del margine di raffinazione (-26%) a causa dell'incremento del costo della carica petro-

lifera non riflesso nei prezzi dei prodotti raffinati e del maggiore impatto delle fermate non programmate. Il business ossigenati è stato penalizzato dal fermo di alcuni impianti per prolungata manutenzione. Tali trend negativi sono stati attenuati da ottimizzazioni degli

assetto/supply e dai migliori margini sulle lavorazioni green. Le attività di vendita prodotto nei mercati retail e wholesale hanno registrato performance in crescita grazie alle azioni di difesa dei margini e di efficienza.

La **Chimica** è stata penalizzata da uno scenario particolarmente sfavorevole a causa dei continui aumenti del costo della carica petrolifera registrati nei primi dieci mesi non recuperati nei prezzi di vendita, frenati dalla pressione competitiva e dal rallentamento dei mercati di sbocco nell'ultima parte dell'anno. Tali forze di mercato hanno determinato una forte contrazione dei margini guida delle commodity chimiche in particolare nel polietilene [-69%] e nella chimica di base con il margine benchmark del cracker in calo dell'11%. Inoltre il confronto con il 2017 risente del fatto che il primo semestre 2017 aveva beneficiato di prezzi particolarmente soste-

nuti degli intermedi (butadiene e benzene) per fattori contingenti. In tale scenario, il business ha dimostrato comunque una buona capacità di assorbire le fluttuazioni del mercato grazie alle ristrutturazioni impiantistiche attuate in questi anni e al maggiore contributo delle specialty che godono di margini più stabili, riuscendo a chiudere l'anno in sostanziale pareggio. Il confronto con il 2017 riflette un cambiamento di scenario di ampie proporzioni che ha interessato il settore petrolchimico globale.

L'utile operativo adjusted del settore è stato ottenuto con una rettificata positiva per gli **special item** di €526 milioni e l'esclusione della perdita di magazzino di €234 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €238 milioni evidenzia una riduzione di €425 milioni per effetto dell'andamento sfavorevole della performance operativa.

Corporate e altre attività

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(691)	(668)	(681)	(23)	(3,4)
Esclusione special item	85	126	229		
- oneri ambientali	23	26	88		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	18	25	40		
- plusvalenze nette su cessione di asset	(1)	(1)			
- accantonamenti a fondo rischi	(1)	82	1		
- oneri per incentivazione all'esodo	(1)	(2)	7		
- altro	47	(4)	93		
Utile (perdita) operativo adjusted	(606)	(542)	(452)	(64)	(11,8)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(697)	(699)	(721)	2	0,3
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	5	22	(6)	(17)	(77,3)
Imposte sul reddito ^(a)	333	178	188	155	87,1
Utile (perdita) netto adjusted	(965)	(1.041)	(991)	76	7,3

(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 è 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 2018	31 dicembre 2017	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	60.302	63.158	(2.856)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.217	1.283	(66)
Attività immateriali	3.170	2.925	245
Partecipazioni	7.963	3.730	4.233
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.314	1.698	(384)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.399)	(1.379)	(1.020)
	71.567	71.415	152
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.651	4.621	30
Crediti commerciali	9.520	10.182	(662)
Debiti commerciali	(11.645)	(10.890)	(755)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.104)	(2.387)	1.283
Fondi per rischi e oneri	(11.886)	(13.447)	1.561
Altre attività (passività) d'esercizio	(860)	287	(1.147)
	(11.324)	(11.634)	310
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.117)	(1.022)	(95)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	236	236	
CAPITALE INVESTITO NETTO	59.362	58.995	367
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.016	48.030	2.986
Interessenze di terzi	57	49	8
Patrimonio netto	51.073	48.079	2.994
Indebitamento finanziario netto	8.289	10.916	(2.627)
COPERTURE	59.362	58.995	367

(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 deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2018 (cambio EUR/USD 1,146 al 31 dicembre 2018, contro 1,200 al 31 dicembre 2017, -4,5%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2018, un aumento del capitale investito netto di €2.107 milioni, del patrimonio netto di €1.787 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €320 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€71.567 milioni) è aumentato di €152 milioni rispetto al 31 dicembre 2017. La voce "Immobili, impianti e macchinari" evidenzia una riduzione di €2.856 milioni dovuta principalmente al deconsolidamento degli asset di Eni Norge nell'ambito dell'operazione di business combination con Point Resources, con un effetto compensativo nella voce "Partecipazioni" dovuto all'iscrizione della partecipazione in Vår Energi, mentre gli ammortamenti e svalutazioni (€7.854 milioni) e le dismissioni dell'esercizio sono sostan-

zialmente compensati dagli investimenti (€9.119 milioni).

La voce "Partecipazioni" evidenzia un incremento netto di €4.233 milioni dovuto oltre alla citata operazione Vår Energi al diverso criterio di valutazione delle partecipazioni minoritarie previsto dallo IFRS 9 e gli investimenti netti in equity.

I debiti netti relativi all'attività di investimento sono aumentati di €1.020 milioni per effetto dell'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di Zohr nel 2017.

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.324 milioni) aumenta di €310 milioni a seguito della riduzione del fondo rischi ed oneri per effetto della variazione della stima del fondo abbandono e ripristino siti dovuta all'incremento della curva dei tassi di attualizzazione e del fondo imposte per il deconsolidamento di Eni Norge, compensata dalla riduzione dei crediti commerciali e dall'incremento dei debiti commerciali.

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	(€ milioni)	2018	2017
Utile (perdita) netto dell'esercizio		4.137	3.377
Componenti non riclassificabili a conto economico		(2)	(4)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti		(15)	(33)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		15	
Effetto fiscale		(2)	29
Componenti riclassificabili a conto economico		1.578	(5.514)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		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		(243)	(6)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(24)	69
Effetto fiscale		58	1
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1.576	(5.518)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		5.713	(2.141)
di competenza:			
- azionisti Eni		5.702	(2.144)
- interessenze di terzi		11	3

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2017		53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(2.141)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Altre variazioni	18	
Totale variazioni		(5.007)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2017		48.079
di competenza:		
- azionisti Eni		48.030
- interessenze di terzi		49
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2017		48.079
Impatto adozione IFRS 9 e 15		245
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

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€51.073 milioni) aumenta di €2.994 milioni per effetto dell'utile netto del periodo e delle differenze cambio positive dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€1.787 milioni) che riflette l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+4,5% per i cambi di fine periodo: 1,146

al 31 dicembre 2018 vs. 1,2 al 31 dicembre 2017), parzialmente assorbiti dalla variazione negativa del fair value della riserva cash flow hedge di €243 milioni e dalla distribuzione del dividendo (€2.953 milioni, saldo dividendo 2017 per €1.440 milioni e acconto dividendo 2018 per €1.513 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’indebita-

mento 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 2018	31 dicembre 2017	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.865	24.707	1.158
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.783	4.528	1.255
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.082	20.179	(97)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.836)	(7.363)	(3.473)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all’attività operativa	(6.552)	(6.219)	(333)
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(188)	(209)	21
Indebitamento finanziario netto	8.289	10.916	(2.627)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.073	48.079	2.994
Leverage	0,16	0,23	0,07
Gearing	0,14	0,18	(0,05)

L’indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2018 è pari a €8.289 milioni con una riduzione di €2.627 milioni rispetto al 2017. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €25.865 milioni, di cui €5.783 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.601 milioni) e €20.082 milioni a lungo termine. La variazione dell’indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dalla gestione e dalla finalizzazione delle dismissioni relative al Dual Exploration Model e di asset minori.

Il **leverage** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,16 al

31 dicembre 2018, in calo rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017 per effetto essenzialmente della riduzione dell’indebitamento finanziario netto e del maggiore total equity di €2.994 milioni dovuto alle differenze positive di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi principalmente il dollaro come valuta funzionale (€1.787 milioni) e al risultato di periodo, parzialmente compensati dalla distribuzione dei dividendi agli azionisti Eni (saldo dividendo 2017 e acconto dividendo 2018 per €2.953 milioni).

Il **gearing** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto – è pari a 0,14, in riduzione rispetto allo 0,18 del 31 dicembre 2017.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario 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 rela-

tivi 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)	2018	2017	2016	Var. ass.
Utile (perdita) netto	4.137	3.377	[1.044]	760
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	7.657	8.720	7.773	(1.063)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(474)	(3.446)	(48)	2.972
- dividendi, interessi e imposte	6.168	3.650	2.229	2.518
Variazione del capitale di esercizio	1.632	1.440	2.112	192
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.473)	(3.624)	(3.349)	(1.849)
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.647	10.117	7.673	3.530
Investimenti tecnici	(9.119)	(8.681)	(9.180)	(438)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(244)	(510)	(1.164)	266
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.242	5.455	1.054	(4.213)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	942	(373)	465	1.315
Free cash flow	6.468	6.008	(1.152)	460
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	(357)	341	5.271	(698)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	320	(1.712)	(766)	2.032
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.957)	(2.883)	(2.885)	(74)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	18	(65)	(3)	83
FLUSSO DI CASSA NETTO	3.492	1.689	465	1.803

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Free cash flow	6.468	6.008	(1.152)	460
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(18)			(18)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(499)	261	5.848	(760)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(367)	474	284	(841)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.957)	(2.883)	(2.885)	(74)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	2.627	3.860	2.095	(1.233)

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

(b) La voce include gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

	2018	2017	2016	Var. ass.
Investimenti:				
- titoli	(424)	(316)	(1.317)	(108)
- crediti finanziari	(196)	(72)	(272)	(124)
	(620)	(388)	(1.589)	(232)
Disinvestimenti:				
- titoli	46	223		(177)
- crediti finanziari	217	506	6.860	(289)
	263	729	6.860	(466)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(357)	341	5.271	(698)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2018 è stato di €13.647 milioni con un incremento del 35% sul corrispondente periodo di confronto dovuto al miglioramento gestionale per effetto scenario e performance.

Nell'anno è stato registrato un minore volume di crediti essenzialmente commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €280 milioni).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** prima della variazione

del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione è stato di €12.662 milioni, con un incremento del 37% rispetto al 2017.

Tale performance si ottiene sterilizzando gli effetti di oneri straordinari che includono: un onere relativo alla definizione di un arbitrato (€313 milioni), un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€158 milioni) e oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr, sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni (vedi riconduzione di seguito).

Esercizio 2018	(€ milioni)	Misure GAAP	Profit/Loss on stock	Onere per arbitrato	Accantonamento fondo svalutazione crediti straordinario	Onere cessione 10% Zohr	Anticipi commerciali finanziamento Zohr	MISURE NON-GAAP	
Flusso di cassa netto ante variazione circolante		12.015	96	313	158	80		12.662	Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante
Variazione circolante		1.632	(96)	(313)	(158)		(280)	785	
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.647				80	(280)	13.447	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying

I fabbisogni per gli investimenti (tecnici e in partecipazioni) sono stati di €9.363 milioni, che si rideterminano in €7,94 miliardi al netto principalmente del bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti (€869 milioni), di acquisizioni minori nei business mid-downstream (circa €100 milioni), della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€170 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€280 milioni). Il grado di copertura organica degli investimenti netti dell'esercizio 2018 è stato del 172%.

Le dismissioni del 2018 di €1.242 milioni hanno riguardato il 10% del progetto Zohr, asset non strategici della E&P, le attività di distribuzione gas in Ungheria e sono esposte al netto della cassa di Eni Norge depositata presso banche terze (circa €250 milioni) quale effetto dell'operazione di business combination con Point Resources che ha determinato la perdita del controllo di Eni Norge da parte Eni. Le altre variazioni relative all'attività d'investimento (€942 milioni) hanno riguardato l'incasso delle rate di prezzo differite relative alla cessione degli interest del 10% e del 30% del

progetto Zohr realizzate nel 2017 (€450 milioni) e l'incremento dei debiti per attività d'investimento.

Ai fini della valutazione della cash neutrality, il management ha rielaborato le principali metriche del rendiconto finanziario. Escludendo dal flusso di cassa gli anticipi commerciali legati all'avanzamento dello spending di Zohr e l'onere sulla cessione del 10% del progetto realizzata nel 2018, allo scenario Brent di 71 \$/barile, la gestione ha generato circa €13,45 miliardi che unitamente alle variazioni positive del circolante associato all'attività d'investimento/disinvestimento di €0,9 miliardi (che include l'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di quote di Zohr nel 2017) ha consentito di finanziare i capex netti di €7,94 miliardi e il pagamento di €2,95 miliardi di dividendi per cassa con un surplus di circa €3,5 miliardi. Applicando la sensitivity Eni di variazione di €0,19 miliardi di cash flow per ogni dollaro di variazione del prezzo del Brent, si ottiene che la gestione ha coperto i fabbisogni per investimenti e per il dividendo allo scenario di circa 52 \$/barile, che si ridetermina in 55 \$/barile escludendo dai cash-in l'incasso delle rate prezzo (€450 milioni) delle dismissioni di Zohr eseguite nel 2017, unica componente non organica del calcolo.

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.901	7.739	8.254	162	2,1
- acquisto di riserve proved e unproved	869	5	2	864	..
- ricerca esplorativa	463	442	417	21	4,8
- sviluppo	6.506	7.236	7.770	(730)	(10,1)
- altro	63	56	65	7	12,5
Gas & Power	215	142	120	73	51,4
Refining & Marketing e Chimica	877	729	664	148	20,3
- Refining & Marketing	726	526	421	200	38,0
- Chimica	151	203	243	(52)	(25,6)
Corporate e altre attività	143	87	55	56	64,4
Effetto eliminazione utili interni	(17)	(16)	87		
Investimenti tecnici	9.119	8.681	9.180	438	5,0

Nel 2018 gli investimenti tecnici di €9.119 milioni (€8.681 milioni nel 2017) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€6.506 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Italia, Nigeria, Congo e Iraq. L'acquisto di riserve proved e unproved di €869 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione e nella concessione offshore Ghasha negli Emirati Arabi Uniti;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€587 milioni) fi-

nalizzata essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a San-nazzaro, alla riconversione in green 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 (€139 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€161 milioni) e del business power (€46 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 ("Measure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special item) 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'accrion 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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono 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. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. 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. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

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 (Return On Average Capital Employed) 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.

Net Debt/EBITDA adjusted

Net Debt/EBITDA adjusted 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.

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)
<i>Tax rate (%)</i>		<i>54,0</i>	<i>43,4</i>	<i>38,8</i>			<i>56,2</i>
Utile (perdita) netto adjusted		4.955	310	238	(965)	56	4.594
<i>di competenza:</i>							
- 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.

		Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
2017	(€ milioni)						
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)
<i>Tax rate (%)</i>		<i>50,8</i>	<i>75,8</i>	<i>34,7</i>			<i>56,8</i>
Utile (perdita) netto adjusted		2.724	52	663	(1.041)	(16)	2.382
<i>di competenza:</i>							
- 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.

2016	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo		2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino			90	(406)		141	(175)		(175)
Esclusione special item:									
- oneri ambientali			1	104	88		193		193
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)		81	104	40		(459)		(459)
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	7						7		7
- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)			(8)			(10)		(10)
- accantonamenti a fondo rischi	105		17	28	1		151		151
- oneri per incentivazione all'esodo	24		4	12	7		47		47
- derivati su commodity	19	(443)		(3)			(427)		(427)
- differenze e derivati su cambi	(3)	(19)		3			(19)		(19)
- altro	461	270	26	93			850		850
Special item dell'utile (perdita) operativo	(73)	(89)	266	229			333		333
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)	583	(452)	80		2.315		2.315
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(55)	6	1	(721)			(769)		(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	68	(20)	32	(6)			74		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.999)	74	(197)	188	(19)		(1.953)		(1.953)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>79,7</i>	<i>18,3</i>	<i>32,0</i>				<i>120,6</i>		<i>120,6</i>
Utile (perdita) netto adjusted	508	(330)	419	(991)	61		(333)		(333)
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi							7		7
- azionisti Eni							(340)		(340)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(1.464)	413	(1.051)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(120)		(120)
Esclusione special item							1.244	(413)	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(340)		(340)

(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)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2018		31 dicembre 2017	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			60.302		63.158
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.217		1.283
Attività immateriali			3.170		2.925
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.963		3.730
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		(vedi nota 15)	1.314		1.698
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.399)		(1.379)
- crediti per attività di disinvestimento		(vedi nota 7)	122	597	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento non correnti		(vedi nota 10)	9	118	
- debiti verso fornitori per attività di investimento		(vedi nota 16)	(2.530)	(2.094)	
Totale Capitale immobilizzato			71.567		71.415
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.651		4.621
Crediti commerciali		(vedi nota 7)	9.520		10.182
Debiti commerciali		(vedi nota 16)	(11.645)		(10.890)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(1.104)		(2.387)
- passività per imposte sul reddito correnti			(440)	(472)	
- passività per altre imposte correnti			(1.432)	(1.472)	
- passività per imposte differite			(4.272)	(5.900)	
- altre passività non correnti per imposte		(vedi nota 17)	(61)	(45)	
- attività per imposte sul reddito correnti			191	191	
- attività per altre imposte correnti			561	729	
- attività per imposte anticipate			3.931	4.078	
- altre attività non correnti per imposte		(vedi nota 10)	422	507	
- debiti/crediti per consolidato fiscale		(vedi nota 16)	(4)	(3)	
Fondi per rischi ed oneri				(11.886)	(13.447)
Altre attività (passività), composte da:				(860)	287
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine		(vedi nota 15)	51	84	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri		(vedi nota 7)	4.459	4.641	
- altre attività correnti			2.258	1.573	
- altri crediti e altre attività non correnti		(vedi nota 10)	361	698	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri		(vedi nota 16)	(2.568)	(3.760)	
- altre passività correnti			(3.980)	(1.515)	
- altri debiti e altre passività non correnti		(vedi nota 17)	(1.441)	(1.434)	
Totale Capitale di esercizio netto			(11.324)		(11.634)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.117)		(1.022)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			236		236
composte da:					
- attività destinate alla vendita			295	323	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita			(59)	(87)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			59.362		58.995
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			51.073		48.079
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.865		24.707
- passività finanziarie a lungo termine			20.082	20.179	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			3.601	2.286	
- passività finanziarie a breve termine			2.182	2.242	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(10.836)		(7.363)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa		(vedi nota 6)	(6.552)		(6.219)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa correnti		(vedi nota 15)	(188)		(209)
Totale Indebitamento finanziario netto^(a)			8.289		10.916
COPERTURE			59.362		58.995

(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	2018		2017	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto		4.137		3.377
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		7.657		8.720
- ammortamenti	6.988		7.483	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	866		(225)	
- radiazioni	100		263	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	68		267	
- altre variazioni	(474)		894	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	109		38	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(474)		(3.446)
Dividendi, interessi e imposte		6.168		3.650
- dividendi	(231)		(205)	
- interessi attivi	(185)		(283)	
- interessi passivi	614		671	
- imposte sul reddito	5.970		3.467	
Variazione del capitale di esercizio		1.632		1.440
- rimanenze	15		(346)	
- crediti commerciali	334		657	
- debiti commerciali	642		284	
- fondi per rischi e oneri	(238)		96	
- altre attività e passività	879		749	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(5.473)		(3.624)
- dividendi incassati	275		291	
- interessi incassati	87		104	
- interessi pagati	(609)		(582)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(5.226)		(3.437)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.647		10.117
Investimenti tecnici		(9.119)		(8.681)
- attività materiali	(8.778)		(8.490)	
- attività immateriali	(341)		(191)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(244)		(510)
- partecipazioni	(125)		(510)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(119)			
Dismissioni		1.242		5.455
- attività materiali	1.089		2.745	
- attività immateriali	5		2	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(47)		2.662	
- imposte pagate sulle dismissioni			(436)	
- partecipazioni	195		482	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		942		(373)
- investimenti finanziari: titoli	(432)		(316)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(554)		(657)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	408		152	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	620		388	
- disinvestimenti finanziari: titoli	61		224	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	496		999	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	606		(434)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(263)		(729)	
Free cash flow		6.468		6.008

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

**Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale**

	2018		2017	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		6.468		6.008
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(357)		341
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(620)		(388)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	263		729	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		320		(1.712)
- assunzione debiti finanziari non correnti	3.790		1.842	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.757)		(2.973)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(713)		(581)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.957)		(2.883)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.954)		(2.880)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(3)		(3)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	18	18	(72)	(65)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			7	
Flusso di cassa netto		3.492		1.689

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENI SPA

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		31.795	28.984	27.718	2.811
Altri ricavi e proventi		331	2.316	547	(1.985)
Costi operativi		(31.776)	(28.517)	(28.426)	(3.259)
Altri proventi (oneri) operativi		113	(239)	(50)	352
Ammortamenti		(635)	(727)	(815)	92
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali		(13)	(111)	(443)	98
Radiazioni		(1)	(5)	(209)	4
Utile (perdita) operativa		(186)	1.701	(1.678)	(1.887)
Proventi (oneri) finanziari		(327)	(646)	(446)	319
Proventi (oneri) su partecipazioni		3.689	2.702	6.058	987
Utile prima delle imposte		3.176	3.757	3.934	(581)
Imposte sul reddito		(3)	(171)	232	168
Utile netto - continuing operations		3.173	3.586	4.166	(413)
Utile netto - discontinued operations				355	
Utile netto		3.173	3.586	4.521	(413)

Utile netto

L'utile netto di €3.173 milioni si riduce di €413 milioni per effetto essenzialmente della riduzione del risultato operativo (€1.887 milioni) connessa alla circostanza che nell'esercizio precedente era stata rilevata la plusvalenza relativa alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni); questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€987 milioni)

connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate; (ii) dalla riduzione degli oneri finanziari netti (€319 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione dell'indebitamento finanziario netto; (iii) dai minori oneri fiscali (€168 milioni) che nel 2017 erano stati caratterizzati dalle imposte sulla citata cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in Mozambico (€301 milioni).

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)	2018	2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production		2.740	2.225	1.874	515
Gas & Power		14.648	14.331	15.460	317
Refining & Marketing		16.809	14.275	11.813	2.534
Corporate		877	864	869	13
Elisioni		(3.279)	(2.711)	(2.298)	(568)
		31.795	28.984	27.718	2.811

I **ricavi** Exploration & Production (€2.740 milioni) aumentano di €515 milioni, pari al 23%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi di vendita del greggio e del gas (+25% e +24% rispettivamente) e dell'incremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 4,1%, equivalente a 1,8 milioni di boe.

I **ricavi** Gas & Power (€14.648 milioni) aumentano di €317 milioni, pari al 2%, per effetto essenzialmente: (i) delle maggiori vendite a Eni gas e luce SpA; (ii) dell'incremento dei volumi contrattati di GNL per effetto anche delle disponibilità delle produzioni di gas equity in Indonesia a seguito dell'accresciuta integrazione tra il business

upstream e il Gas & Power. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla circostanza che il primo semestre 2017 comprendeva i ricavi del business retail conferito a Eni gas e luce SpA con efficacia dal 30 giugno 2017.

I **ricavi** Refining & Marketing (€16.809 milioni) aumentano di €2.534 milioni, pari al 18%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I **ricavi** della Corporate (€877 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2017.

Utile (perdita) operativa

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production		681	2.164	(445)	(1.483)
Gas & Power		(99)	(304)	(1.166)	205
Refining & Marketing		(411)	329	403	(740)
Corporate		(444)	(479)	(384)	35
Eliminazione utili interni ^(a)		87	(9)	(86)	96
Utile (perdita) operativa		(186)	1.701	(1.678)	(1.887)

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

L'**utile operativo** della Exploration & Production (€681 milioni) si riduce di €1.483 milioni a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2017 era stata rilevata la plusvalenza relativa alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni); questo effetto è stato parzialmente compensato dall'incremento dei prezzi di vendita del greggio e del gas (+25% e +24% rispettivamente) e dall'incremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 4,1%, equivalente a 1,8 milioni di boe.

La **perdita operativa** della Gas & Power (€99 milioni) si riduce di €205 milioni a seguito essenzialmente: (i) degli esiti della complessiva ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento long-term e della valorizzazione delle flessibilità contrattuali disponibili; (ii) del maggiore contributo del business GNL dovuto ai più elevati margini e alle maggiori vendite grazie alle disponibilità delle produzioni di gas equity in Indonesia; (iii) delle ottimizzazioni

ni nel business power; (iv) della riduzione dei costi di logistica gas. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati essenzialmente dai minori proventi one-off correlati agli effetti retroattivi delle rinegoiazioni del 2017 e dai minori volumi di gas venduti.

Il **risultato operativo** della Refining & Marketing, negativo per €411 milioni, peggiora di €740 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto della valutazione delle scorte che riflette la riduzione dei prezzi dei greggi e prodotti petroliferi rilevata nell'ultima parte dell'esercizio; (ii) del peggioramento dei risultati della raffinazione per effetto dello sfavorevole scenario di riferimento connesso all'elevato costo della carica petrolifera che ha caratterizzato i primi dieci mesi dell'esercizio non trasferito nei prezzi dei prodotti raffinati a causa della pressione competitiva nei mercati di sbocco. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dalle ottimizzazioni degli assetti supply; (ii) dalle positive performance delle attività di marketing.

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Dividendi		4.851	3.061	6.486	1.790
Altri proventi		77	153	202	(76)
Totale proventi		4.928	3.214	6.688	1.714
Svalutazioni e perdite		(1.239)	(512)	(630)	(727)
Proventi (oneri) su partecipazioni		3.689	2.702	6.058	987

Imposte sul reddito

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
IRES		33	(10)	44	43
IRAP			(1)		1
Addizionale Legge n. 7/09			(61)		61
Totale imposte correnti		33	(72)	44	105
Imposte differite		4	(12)	35	16
Imposte anticipate		(38)	138	160	(176)
Totale imposte differite e anticipate		(34)	126	195	(160)
Totale imposte estere		(5)	(311)	(10)	306
Totale imposte sul reddito Eni SpA		(6)	(257)	229	251
Imposte relative alla rilevazione delle Joint Operation		3	86	3	(83)
		(3)	(171)	232	168

Le **imposte sul reddito** di €3 milioni, diminuiscono di €168 milioni a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2017 sono state pagate imposte sulla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€301 milioni); (ii) del minor stanziamento dell'addizionale IRES Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libian Tax) (€61 milioni nel 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal minor stanziamento di imposte anticipate (€176 milioni)

per effetto essenzialmente della minore perdita fiscale.

La differenza del 23,91% tra il tax rate effettivo (0,09%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con effetto sul tax rate del 34,82%. Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dalle svalutazioni nette delle partecipazioni con un effetto sul tax rate del 9,32%; (ii) dalla svalutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (3,12%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

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 dicembre 2018	31 dicembre 2017	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	7.579	7.178	401
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.200	1.297	(97)
Attività immateriali	180	195	(15)
Partecipazioni	41.914	42.337	(423)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.199	5.090	(2.891)
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(178)	(156)	(22)
	52.894	55.941	(3.047)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.324	1.389	(65)
Crediti commerciali	4.928	5.111	(183)
Debiti commerciali	(4.972)	(5.254)	282
Crediti (Debiti) tributari e fondo imposte netto	757	698	59
Fondi per rischi e oneri	(3.883)	(3.781)	(102)
Altre attività (passività) d'esercizio	(600)	(711)	111
	(2.446)	(2.548)	102
Fondi per benefici ai dipendenti	(370)	(353)	(17)
Attività destinate alla vendita	1	2	(1)
CAPITALE INVESTITO NETTO	50.079	53.042	(2.963)
Patrimonio netto	42.615	42.529	86
Indebitamento finanziario netto	7.464	10.513	(3.049)
COPERTURE	50.079	53.042	(2.963)

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2018 ammonta a €50.079 milioni con una riduzione di €2.963 milioni rispetto al 31 dicembre 2017.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€52.894 milioni) si riduce di €3.047 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 a seguito: (i) del decremento dei crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €2.891 milioni, in particolare per il rimborso di finanziamenti dalle società controllate Eni Finance International SA ed Eni gas e luce SpA; (ii) del decremento delle partecipazioni a seguito delle maggiori svalutazioni nette. Tali effetti sono stati parzialmente

compensati dall'incremento degli Immobili, impianti e macchinari (€401 milioni), in particolare per gli investimenti: (i) della Exploration & Production per lo sviluppo dei giacimenti di idrocarburi; (ii) della Refining & Marketing per gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nelle attività di raffinazione e gli interventi nell'attività di marketing operati per obblighi di legge e per lo stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €2.446 milioni, aumenta di €102 milioni per effetto essenzialmente della variazione dei crediti e debiti commerciali.

[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 2017	42.529
Effetto prima applicazione IFRS9	(9)
Patrimonio netto al primo gennaio 2018	42.520
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	3.173
Differenze cambio da conversione Joint Operation	17
Variazione riserva piano incentivazione di lungo termine	5
	3.195
<i>Decremento per:</i>	
Acconto sul dividendo 2018	(1.513)
Distribuzione saldo dividendo 2017	(1.440)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(136)
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(7)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	(4)
	(3.100)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2018	42.615

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31 dicembre 2018	31 dicembre 2017	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.683	24.962	721
Debiti finanziari a breve termine	7.613	6.119	1.494
Debiti finanziari a lungo termine	18.070	18.843	(773)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9.654)	(6.214)	(3.440)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.465)	(2.442)	(23)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6.100)	(5.793)	(307)
Indebitamento finanziario netto	7.464	10.513	(3.049)

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €3.049 milioni è dovuta essenzialmente: (i) al flusso di cassa netto da attività operativa (€4.913 milioni); (ii) ai disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€2.911 milioni). Tali effetti sono stati parzial-

mente compensati: (i) dal pagamento del dividendo residuo, tra acconto e saldo, dell'esercizio 2017 (€1.441 milioni); (ii) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione (€1.513 milioni); (iii) dagli investimenti tecnici (€1.038 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO²

	(€ milioni)	2018	2017	Var. ass.
Utile netto		3.173	3.586	(413)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		1.883	1.482	401
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(12)	(1.996)	1.984
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.510)	(2.495)	(2.015)
Variazione del capitale di esercizio		(83)	(52)	(31)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		4.462	2.756	1.706
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.913	3.281	1.632
Investimenti tecnici		(1.038)	(773)	(265)
Investimenti in partecipazioni		(743)	(2.586)	1.843
Disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa		2.911	(1.139)	4.050
Dismissioni		39	3.108	(3.069)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		11	382	(371)
Free cash flow		6.093	2.273	3.820
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(360)	3.557	(3.917)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		661	(1.319)	1.980
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.954)	(2.880)	(74)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		3.440	1.631	1.809
Free cash flow		6.093	2.273	3.820
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.954)	(2.880)	(74)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(90)	(117)	27
Debiti e crediti finanziari società disinvestite ^(a)			265	(265)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		3.049	(459)	3.508

(a) La voce, nel 2017, accoglieva gli effetti della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production		449	361	88
Gas & Power			11	(11)
Refining & Marketing		526	369	157
Corporate		63	32	31
Investimenti tecnici		1.038	773	265

[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

Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)		31 dicembre 2018		31 dicembre 2017	
	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			7.579		7.178
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.200		1.297
Attività immateriali			180		195
Partecipazioni			41.914		42.337
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			2.199		5.090
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 15)	224		258	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 15)	1.975		4.832	
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(178)		(156)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 10)	3		3	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 17)	(181)		(159)	
Totale Capitale immobilizzato			52.894		55.941
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.324		1.389
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		4.928		5.111
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(4.972)		(5.254)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			757		698
- passività per imposte sul reddito correnti		(2)		(64)	
- passività per altre imposte correnti		(787)		(809)	
- attività per imposte sul reddito correnti		66		59	
- attività per altre imposte correnti		204		267	
- attività per imposte anticipate		1.169		1.152	
- altre attività non correnti	(vedi nota 10)	80		80	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	279		265	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 17)	(200)		(229)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 18)	(52)		(23)	
Fondi per rischi ed oneri			(3.883)		(3.781)
Altre attività (passività) di esercizio:			(600)		(711)
- altri crediti	(vedi nota 7)	365		510	
- altre attività (correnti)		1.013		693	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	484		399	
- altri debiti	(vedi nota 17)	(279)		(583)	
- altre passività (correnti)		(1.448)		(872)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 18)	(735)		(858)	
Totale Capitale di esercizio netto			(2.446)		(2.548)
Fondi per benefici ai dipendenti			(370)		(353)
Attività destinate alla vendita			1		2
CAPITALE INVESTITO NETTO			50.079		53.042
Patrimonio netto			42.615		42.529
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.683		24.962
- passività finanziarie a lungo termine		18.070		18.843	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.178		1.973	
- passività finanziarie a breve termine		4.435		4.146	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		9.654		6.214	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 15)	2.465		2.442	
Altre attività finanziarie destinate al trading		6.100		5.793	
Totale Indebitamento finanziario netto			7.464		10.513
COPERTURE			50.079		53.042

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2018		2017	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile netto		3.173		3.586
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.883		1.482
- ammortamenti	635		727	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	13		111	
- radiazioni	1		5	
- effetto valutazione partecipazioni	1.162		367	
- differenze cambio da allineamento	4		(26)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	63		256	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	5		42	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(12)		(1.996)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.510)		(2.495)
- dividendi	(4.851)		(3.061)	
- interessi attivi	(162)		(204)	
- interessi passivi	500		599	
- imposte sul reddito	3		171	
Variazione del capitale di esercizio		(83)		(52)
- rimanenze	119		(238)	
- crediti commerciali	144		241	
- debiti commerciali	(238)		335	
- fondi per rischi ed oneri	121		(195)	
- altre attività e passività	(229)		(195)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		4.462		2.756
- dividendi incassati	4.851		3.076	
- interessi incassati	158		201	
- interessi pagati	(492)		(576)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(55)		55	
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.913		3.281
Investimenti tecnici:		(1.038)		(773)
- immobilizzazioni materiali	(1.003)		(738)	
- immobilizzazioni immateriali	(35)		(35)	
Investimenti in partecipazioni		(743)		(2.586)
Disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		2.910		(1.140)
- crediti finanziari strumentali	2.907		(1.140)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	3			
Titoli strumentali all'attività operativa		1		1
Dismissioni:		39		3.108
- immobilizzazioni materiali	14		14	
- partecipazioni	25		1.033	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			2.362	
- imposte pagate su dismissioni			(301)	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		11		382
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	11		382	
Free cash flow		6.093		2.273
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(360)		3.557
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(15)		3.556	
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	(345)		1	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		661		(1.319)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	378		(1.345)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	283		26	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(2.954)		(2.880)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.954)		(2.880)	
Flusso di cassa netto di periodo		3.440		1.631

FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZA

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio al pari delle altre materie prime ha una storia di volatilità dovuta alla sensibilità al ciclo economico. Il 2018 ha rappresentato uno dei migliori esempi di tale fenomeno. Nei primi dieci mesi dell'anno il prezzo del petrolio ha consolidato il trend di ripresa avviato dalla seconda metà del 2017, con le quotazioni del greggio di riferimento Brent che hanno raggiunto in ottobre 85 \$/barile, il valore massimo degli ultimi quattro anni, grazie alla buona dinamica della domanda (cresciuta nel 2018 di circa 1,3 milioni di barili/giorno), all'efficacia dei tagli produttivi concordati a novembre 2016 tra OPEC e Paesi non aderenti, tra cui in particolare la Russia, nonché alla normalizzazione dei livelli globali di scorte. Tuttavia, nel mese di novembre le quotazioni del Brent hanno registrato una repentina flessione con il valore del barile che in meno di un mese ha perso circa il 30% rispetto al picco, scendendo a circa 60 \$/barile, a causa dei timori di rallentamento della crescita globale, delle incertezze connesse alla disputa commerciale tra USA e Cina e alla Brexit e dell'aumento della produzione di OPEC e Russia in anticipo di una possibile restrizione d'offerta connessa all'entrata in vigore delle sanzioni USA nei confronti dell'Iran, il cui impatto si è poi rivelato significativamente inferiore rispetto alle attese del mercato. Nei primi giorni di dicembre l'OPEC e alcuni Paesi produttori esterni al cartello, in particolare la Russia, hanno raggiunto un nuovo accordo di taglio della produzione per 1,2 milioni di boe/giorno, rispetto al livello di novembre, a partire da gennaio 2019 e per un periodo di sei mesi. I prezzi del petrolio hanno continuato a flettere per tutto il mese di dicembre scendendo in prossimità dei 50 \$/barile. A inizio del 2019 i prezzi si sono stabilizzati intorno ai 60 \$/barile grazie a segnali meno negativi sull'andamento dell'economia globale e all'entrata in vigore dei nuovi tagli produttivi.

Nel 2018 la quotazione media del Brent è stata di circa 71 \$/barile con un incremento del 31% rispetto al 2017 che ha contribuito in misura significativa al miglioramento dei risultati della E&P.

Nel 2019 la domanda globale di petrolio è attesa crescere di circa 1,4 milioni di barili/giorno, in linea con la crescita del 2018, grazie allo stimolo di prezzi più contenuti, mentre l'offerta e la domanda globale di greggio sono previsti in equilibrio. Considerati 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, il management prevede per il 2019 un prezzo del Brent di 62 \$/barile. Guardando al medio-lungo termine, sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato e considerando le previsioni fatte da analisti finanziari e istituti specializzati, il management ha ritenuto di confermare, in linea con il piano precedente, l'assunzione di prezzo di lungo di 70 \$/barile (in moneta reale 2022; inflazione di lungo termine 2%) ai fini della definizione

del piano di investimenti per il prossimo quadriennio 2019-2022 e della valutazione della recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà Oil and 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 (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 and Gas, il management stima che rispetto al prezzo di piano per il 2019 di 62 \$/barile, per ogni variazione di +/- 1 \$/barile, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisce/aumenta di circa €190 milioni.

Un periodo prolungato di contrazione del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, limitando la capacità di finanziare i programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitment. Eni potrebbe rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil and Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione 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. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni.

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) 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. 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 capitali); 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 prudentiale nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Per il quadriennio 2019-2022 Eni prevede un programma d'investimenti di circa €33 miliardi, in leggero aumento rispetto al piano precedente; circa il 50% della manovra d'investimento a fine piano è "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Per il 2019, Eni prevede un livello di spending di circa €8 miliardi, in linea con il 2017. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione d'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. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel 2018 minori entitlement di produzione rispetto al 2017 di circa 10 mila boe/giorno, pari a circa 600 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio. Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti 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 2018 i risultati dei business raffinazione e chimica sono stati penalizzati in misura significativa dalla compressione dei margini dei prodotti a causa

delle difficoltà nel trasferire gli aumenti del costo della carica petrolifera nei prezzi dei prodotti, frenati dal rallentamento dei mercati a valle e dalla 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) e maggiore diversificazione geografica. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questi business rimarrà sfidante a causa 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 compressione sono esposte al rischio di riduzione dei differenziali dei greggi pesanti rispetto al Brent che riduce l'incentivo alla conversione. Tale rischio si verifica in particolari situazioni di carenza d'offerta di greggi pesanti, come è previsto nel 2019, a causa dei tagli produttivi dell'OPEC, delle sanzioni Usa nei confronti dell'Iran e della flessione della produzione venezuelana che stanno riducendo l'offerta di greggi pesanti.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2018 circa l'82% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale, Sud-Est asiatico e America 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 simili 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 USA che hanno limitato l'accesso del Paese ai mercati finanziari e imposto l'embargo sulle esportazioni di greggio. La mancanza di risorse finanziarie ha ridotto in misura significativa la capacità del Paese di investire in nuovi progetti petroliferi con la conseguente caduta dei livelli produttivi. Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti fatti da Eni nel Paese e dei crediti commerciali vantati verso le società petrolifere di Stato per la fornitura dei volumi d'idrocarburi equity. L'attività Eni nel Paese è concentrata 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 Junín, 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 \$1,5 miliardi (circa €1,3 miliardi al cambio EUR/USD 1,15), compresi crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture di gas del giacimento Perla in quota Eni, ceduti da Cardón IV all'azionista Eni Venezuela. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel 2018 PDVSA ha pagato circa il 40% del gas fatturato nell'anno da Cardón IV. Tale percentuale di incasso è coerente con le assunzioni fatte nel bilancio 2017 ai fini della stima dell'expected loss dei crediti commerciali venezuelani sulla cui base era stato incorporato il rischio nella valutazione di recuperabilità del capitale investito da Eni nel progetto; pertanto non si registrano ulteriori svalutazioni oltre all'incremento del fondo relativo ai crediti commerciali sorti nell'anno. Per quanto riguarda il progetto PetroJunín, a causa del deteriorato contesto operativo del Paese e del rischio finanziario di recupero del capitale investito, il management ha riclassificato le riserve certe non sviluppate del progetto alla categoria unproved (106 milioni di boe), così come richiesto dalla normativa SEC, rilevando una svalutazione del capitale investito nel progetto di circa €200 milioni.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario. L'esposizione Eni verso il Paese comprende un ammontare significativo di crediti in sofferenza (dell'ammontare originario di circa \$0,75 miliardi) relativi alle "chiamate fondi" di competenza della società petrolifera di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Tale esposizione è oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement" che prevede l'esecuzione di attività minerarie "near field" a ridotto rischio minerario con attribuzione a Eni di una quota delle produzioni di spettanza della controparte di Stato. Nel 2018 Eni ha incassato circa \$170 milioni attraverso l'implementazione di questo schema; il management prevede di completare il piano di rientro in un orizzonte temporale di tre/cinque anni allo scenario Eni. Gli altri crediti in sofferenza sono stati svalutati integralmente per riflettere i limiti progressi delle azioni di recupero registrati nel corso del 2018 con un effetto di circa €160 milioni nel bilancio.

È possibile che nei futuri reporting period il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro finanziario di tali Paesi non migliori.

Infine, 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 verrà completato nel corso del 2019, e dalla Great No-roos Area con il progetto Nidoco Phase-3 e il progetto Baltim SW con il completamento previsto nel corso del 2019, per entrambi i progetti. Il grado di solvibilità di tali controparti, pur migliorato, rimane a rischio elevato. Eni continuerà pertanto a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerato il livello di esposizione.

La Libia rimane uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale, noto come "Primavera Araba", all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2010 e nel cambio di regime, che causarono l'interruzione per quasi un anno delle attività petrolifere Eni nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2010 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile interno e un quadro politico e sociale frammentato e instabile che ha comportato frequenti perdite di produzione per Eni. Nella seconda metà del 2018 il riaffiorare delle tensioni interne ha influito in maniera negativa sul contesto operativo e sulla domanda domestica di gas con ricadute sulla produzione equity di Eni che è risultata inferiore alle aspettative interne. Il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Alla data di bilancio, la Libia rappresenta il 16% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine.

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 possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia, ma anche in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi, come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra 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 2019-2022 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 interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti.

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 67 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 imprevedibile, 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.

SANCTION TARGET

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli emessi da Autorità UE e USA con riferimento alla Russia e al Venezuela.

Per quanto riguarda i programmi emessi dalle Autorità europee, le attività maggiormente interessate sono quelle dell'area upstream condotte in Russia e/o con partner russi colpiti da misure restrittive settoriali. Eni ha adottato tutte le misure necessarie per garantire che dette attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, continuando peraltro a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e le modalità di concreta applicazione dello stesso per adattare su base ongoing le proprie attività.

Per quanto riguarda il Venezuela, le misure sanzionatorie adottate dagli Stati Uniti (inasprite nel corso del 2018 alla luce del continuo aggravarsi della situazione nel Paese e ulteriormente aggravate, da ultimo, a gennaio 2019, con la designazione di PDVSA nella lista "SDN") sono orientate, principalmente, a colpire le fonti di finanziamento per il Governo venezuelano, PDVSA o soggetti dagli stessi controllati, tramite, tra l'altro, il divieto di compiere transazioni relative a "new equity" e "new debt" superiori a determinate scadenze. Le sanzioni statunitensi sono di natura "primaria" e quindi limitate alle persone statunitensi o ad attività che presentano un cd. "US Nexus". Eni, pertanto, sta valutando attentamente il rischio di compliance in questione, evitando, se del caso, qualsiasi possibile "US Nexus" rispetto alle attività a rischio. In sintesi tali sanzioni hanno effetti diretti limitati su Eni che tuttavia ne risente l'effetto che determinano nel deterioramento della situazione finanziaria del Paese.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a rischi di carattere economico e operativo, inclusi quelli minerari riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.

L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. L'attività di sviluppo è soggetta al rischio minerario e ai rischi di cost overrun e di ritardi nell'avvio dei progetti con ricadute negative sui risultati economici e sul cash flow. I livelli futuri di produzione Eni dipendono intrinsecamente 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 conseguiva un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

A causa dell'instabilità degli idrocarburi e della complessità delle operazioni di giacimento, 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, esplosione di pozzi, collisioni marine, rischi geologici, quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi che potrebbero assumere un'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 e dividendi).

Tali rischi sono potenzialmente 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 2018 Eni ha derivato circa il 56% 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. 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 simili 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 meteorologiche, 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 e produzione. 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. 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 puntuale controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità anche sulle 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 15% di pozzi complessi di livello 1 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 31% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,4 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.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HS&E

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 e nelle attività di perforazione, eventi atmosferici avversi, possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contami-

nanti 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, dalle 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 impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando 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 corrente 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 e dividendi).

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o 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 Goliath 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; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che possa ancora incorrere in tali passività ambientali.

In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro 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. Con riferimento a diversi di questi siti inattivi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare gli interventi di bonifica e a rimediare al danno ambientale in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. 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 subentrato.

È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività aggiuntive in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso e ad altri fattori di rischio. Syndial, preposta da Eni al presidio di tali tematiche, ne dà attuazione anche attraverso lo sviluppo di tecniche proprietarie e di un approccio sostenibile alla bonifica.

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 nuova 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. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare. In tale ambito in Italia con la conversione in legge del Decreto n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, avvenuta il 12 febbraio 2019, è diventata efficace una normativa che prevede l'approvazione entro diciotto mesi di un "piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)" su scala nazionale. Con tale piano il Legislatore si propone di individuare le aree dove è consentito 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 cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari. Successivamente all'emanazione del piano nelle aree dichiarate idonee allo svolgimento delle attività upstream, riprenderanno efficacia i titoli minerari sospesi, mentre relativamente a quelle dichiarate non idonee sono rigettate le istanze di proroghe non ancora accolte e revocati i permessi di prospezione e ricerca. Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere anche in regime di proroga. Secondo quanto prevede la norma, le aree idonee 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.

A livello internazionale, dopo l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi si sono susseguiti i dibattiti in seno alla Commissione Europea sugli emendamenti alle normative in vigore per convergere all'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2 °C per evitare cambiamenti climatici pericolosi – per l'approfondimento si rimanda alla sezione "Rischi connessi al cambiamento climatico".

Ad oggi, in ambito europeo, i negoziati sono stati conclusi su tutti gli aspetti del nuovo quadro legislativo sull'energia – il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" – e tutte le nuove normative

saranno formalmente adottate nei primi mesi del 2019. Il pacchetto comprende otto diversi testi legislativi, tra cui si segnalano: la direttiva sulle energie rinnovabili, la direttiva sull'efficienza energetica, il regolamento sulla governance dell'Unione Europea e le normative (direttiva e regolamento) sul mercato elettrico.

In particolare, la direttiva sulle rinnovabili prevede il raggiungimento di una quota di almeno il 32% di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione entro il 2030, con una clausola di revisione al rialzo al 2023. La stessa direttiva stabilisce che la quota di fonti rinnovabili sia almeno il 14% del consumo finale nel settore dei trasporti, entro il 2030. Il contributo dei biocarburanti avanzati, il cui conteggio è doppio ai fini del conseguimento dell'obiettivo, dovrà essere almeno del 3,5% nel 2030. Tra i biocarburanti avanzati è incluso anche l'olio esausto da usi alimentari (UCO). Invece, l'utilizzo dell'olio di palma per la produzione di biocarburanti non sarà più consentito dal 2030. In tale contesto, Eni già dal 2015 è impegnata nella produzione di biocarburanti. La riconversione degli impianti di Porto Marghera e Gela in bioraffinerie, attraverso l'impiego della tecnologia Ecofining, garantirà a Eni la possibilità di utilizzo di feedstock non in competizione con usi alimentari (UCO), per la produzione di biocarburanti avanzati.

La direttiva sull'efficienza energetica pone un obiettivo, a livello comunitario, di risparmio energetico del 32,5% al 2030, prevedendo, anche in questo caso, la possibilità di una revisione al rialzo nel 2023. Per gli Stati membri sono stabiliti dei target indicativi, ma è previsto anche l'obbligo di ottenere nuovi risparmi energetici dello 0,8% del consumo finale annuo di energia, nel periodo 2021-2030.

Il regolamento sulla governance dell'Unione Europea ha principalmente l'obiettivo di implementare le strategie e le misure che assicurino il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione Europea al 2030. A tal fine, ciascuno Stato membro dovrà preparare un piano nazionale per l'energia e il clima per il periodo dal 2021 al 2030, includendo le cinque dimensioni dell'Unione dell'energia: sicurezza, integrazione del mercato interno, efficienza energetica, decarbonizzazione, ricerca, innovazione e competitività. I piani definitivi dovranno essere inviati dagli Stati membri alla Commissione Europea entro il 2019.

Infine, per il mercato elettrico, si conferma l'obiettivo di interconnessione al 2030 del 15%, rispetto all'obiettivo del 10% per il 2020.

Il nuovo quadro normativo complessivo mira a preservare la competitività industriale dell'Europa, promuovere la crescita e l'occupazione e ridurre le bollette energetiche. L'Unione Europea intende porre i consumatori al centro della transizione energetica, consentendo a questi ultimi di produrre l'energia elettrica necessaria per i propri consumi e immettere in rete eventuali eccedenze. L'attuazione di tutti gli obiettivi previsti consentirà di ottenere una riduzione delle emissioni per l'Unione Europea, al 2030, di circa il 45% rispetto al 1990.

Secondo un'analisi condotta dal World Economic Forum nel 2018 (The Global Risk Report 2019), 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. 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 ancora 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. Sebbene solo circa il 2% dei prelievi idrici complessivi di Eni sia costituito da acqua dolce prelevata in aree a stress o aride (identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute), i prelievi di acqua dolce UPS sono localizzati per circa il 56% in aree a stress, rendendo elevata l'esposizione del business al rischio idrico, come peraltro rilevato dall'analisi del CDP (2016). 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, Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water 2018, ottenendo una valutazione pari a B, che si colloca al di sopra della media di settore e di area geografica.

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 analysis 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 MATTM 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 MG al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 MG al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 MG al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 MG; 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.

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. 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).

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 (SISTR), 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.

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, sfornamento o, soprattutto, mancato adempimento – arresto fino ad un anno o ammenda fino a € 10 mila.

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'impatto di tale adeguamento comporterà 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 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 corret-

ta 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 (upstream) e della sicurezza di processo; e (v) audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti). 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 dalle unità di business 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. In caso di emergenze di maggiore rilievo, i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta le unità di business e le società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni.

Eni è impegnata quotidianamente 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 e dove si riportano gli spill operativi. 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 IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety) e BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

Anche in Italia si registrano effrazioni sulla rete, progressivamente contrastate attraverso l'installazione a tappeto del dispositivo proprietario e-VPMS (Eni vibroacoustic pipeline monitoring system). In tal senso sono stati sperimentati positivamente sistemi che permettono 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 contenimento e di riparazione (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni"). In fase di ricerca sulle stesse tematiche è anche l'applicazione di tecnologie di videosorveglianza evoluta.

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. In parallelo con la R&D si lavorerà anche sulla sperimentazione/applicazione di tecniche sostenibili per la ricostruzione degli impatti dell'evento con il beneficio atteso di migliorare la rapidità, qualità e l'efficacia dell'intervento e della sorveglianza.

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.

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.

Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa. Eni ha partecipato attivamente al 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 Workinh Grup 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; ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua, in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

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

I prezzi spot del gas in Europa hanno registrato una ripresa nel corso del 2018 per effetto dell'allentamento dell'oversupply dovuto al phase-out di capacità di generazione di energia elettrica alimentata a carbone, alla riduzione del contributo del nucleare, al crescente assorbimento di offerta di GNL da parte della Cina e dal rallentamento delle FID relative ai progetti GNL durante il downturn del settore petrolifero. Tali driver hanno consentito il recupero di redditività del settore Gas & Power di Eni nell'esercizio. A medio termine, in un contesto di sostanziale stabilità della domanda europea e dell'Italia sui livelli del 2018, il management prevede il permanere di un contesto competitivo sfidante dovuto alla volatilità dell'indicatore di redditività delle vendite, dato dallo spread tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV), principale riferimento dei prezzi di vendita Eni, nonché l'ingresso di nuove route d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e la continua crescita delle rinnovabili. 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 ridurre i vincoli di prelievo. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione al rialzo dei costi di approvvigionamento in base alla loro view di mercato 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. Grazie agli esiti delle rinegoziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €33 milioni alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale.

Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno completamente ritirati entro l'orizzonte di piano, nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

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 – ha rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Dal 1° luglio 2020, quindi, i servizi di tutela di prezzo non saranno più disponibili. In vista di questo obiettivo 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").

Nell'ambito delle tariffe di trasporto gas, sono in corso sviluppi della regolazione in Italia, dal momento che l'Autorità di regolazione ha avviato nel 2017 un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori, che è ormai prossimo alla conclusione. Saranno ridefiniti i criteri e le metodologie di determinazione delle tariffe di trasporto e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023): gli impatti per Eni di tale evoluzione andranno considerati alla luce delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term e del fatto che, dopo il 2019, vengono meno gli attuali contratti pluriennali ship-or-pay sulle capacità di entry nel sistema nazionale, mentre, per effetto di un recente provvedimento dell'Autorità di regolazione, è già in essere la possibilità, a decorrere dall'anno termico 2017-2018, di differire nel tempo, entro i tre anni successivi alla scadenza contrattuale, l'utilizzo delle capacità di trasporto pluriennali contrattualizzate in corrispondenza degli stessi punti di entry (cd. "reshuffling"), con effetti economici positivi sulle capacità in precedenza solo parzialmente utilizzate.

Per quanto riguarda il settore elettrico, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste, vale la pena di ricordare il processo di definizione e di implementazione di un mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market", che in funzione del disegno finale del meccanismo potrebbe anche determinare impatti positivi sui risultati, anche se permane incertezza sui tempi di implementazione del meccanismo) e riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (introduzione di prezzi negativi, 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, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (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 CLIMATE CHANGE

Il tema del cambiamento climatico comporta per un'azienda come Eni, che ricerca, sviluppa e commercializza idrocarburi, rischi operativi e finanziari a breve, medio e lungo termine. Tali rischi, in analogia con la rappresentazione TCFD, sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando cinque driver di riferimento, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteorologici estremi/cronici).

In particolare nel breve-medio termine i rischi più significativi riguardano gli aspetti normativi: il management prevede un incremento dei costi operativi e d'investimento in ottemperanza a leggi sempre più severe in campo ambientale, finalizzate a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG), considerate dalla comunità scientifica la principale causa del cambiamento climatico.

Nel medio-lungo termine, i driver tecnologici e di scenario assumeranno rilevanza: è realistico aspettarsi che provvedimenti normativi su larga scala in tema di riduzione delle emissioni, accompagnati da breakthrough tecnologici, comportino modifiche strutturali nel mix energetico globale e modifiche nell'ambiente operativo.

A questi si aggiungono i rischi fisici e reputazionali connessi al cambiamento climatico, i quali possono determinare interruzioni delle operazioni industriali e ricadute sulla percezione degli stakeholder. Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere conseguenze negative rilevanti per il business e le prospettive di Eni, i risultati economico-finanziari e i ritorni per l'azionista.

Per quanto riguarda il driver normativo, la probabile adozione in futuro di strumenti normativi e di nuove leggi a livello locale, regionale, statale o nella forma di accordi inter-governativi a livello globale, aventi l'obiettivo di contenere le emissioni di gas a effetto serra (GHG) avranno una ricaduta negativa sul consumo di combustibili fossili. Tra questi provvedimenti rientrano i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zone di libero scambio¹, considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO₂ minimizzando il costo per la collettività. È ipotizzabile un'adozione su larga scala del meccanismo del carbon pricing, con la conseguenza che una quota crescente delle emissioni di GHG di Eni sarà sottoposta a tale regolamentazione. 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. Nel 2018 Eni ha registrato un deficit di quote pari a circa 12,7 milioni di tonnellate di CO₂. In alcuni ambiti operativi l'Azienda è soggetta a veri e propri meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. I governi potrebbero adottare ulteriori misure normative che impongono alle imprese di dotarsi di sistemi di riduzione delle emissioni dirette con conseguente aumento dei costi operativi e degli investimenti di compliance. Ad esempio nel settore upstream, i governi potrebbero introdurre misure normative per la riduzione delle emissioni fuggitive di metano o imporre l'azzeramento del gas bruciato in fiaccola o disperso in atmosfera (gas flaring o venting); questo comporterebbe maggiori investimenti e maggiori costi dei progetti upstream. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la compagnia prevede di ottenere dalle iniziative pianificate, finalizzate a rendere più sostenibile il proprio modello di business, quali ad esempio i progetti di azzeramento del flaring gas da processo, il piano volontario di azzeramento al 2025 delle emissioni fuggitive di metano e altre iniziative di carbon management per la cui descrizione, compresi i target identificati, si rinvia al paragrafo "Percorso di Decarbonizzazione" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

Nel lungo termine è prevedibile che la domanda di idrocarburi possa essere impattata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe per il contenimento delle emissioni di GHG a livello regionale, nazionale e internazionale (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). Poiché il business upstream, elemento principale di creazione di valore di Eni, dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, ciò potrebbe comportare conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità e le prospettive di business della Società, compreso l'andamento del titolo.

Per quanto riguarda il rischio fisico, questo è legato al verificarsi di fenomeni acuti, come gli eventi meteorologici estremi, quali uragani, inondazioni, monsoni, la cui crescente frequenza e intensità

[1] Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale coprono circa il 15% delle emissioni mondiali di GHG. Con l'ingresso della Cina dal 2020 la percentuale dovrebbe salire al 20%.

è correlata da parte della comunità scientifica al fenomeno di surriscaldamento globale. Tali eventi potrebbero causare interruzioni delle nostre attività con perdita di output, di ricavi e danni rilevanti alle proprietà. Questi rischi si sono verificati nel recente passato e con tutta probabilità continueranno a verificarsi nel futuro. Inoltre, fenomeni meteorologici estremi prolungati nel tempo potrebbero causare il rischio sistemico di contrazione del PIL mondiale con ricadute dirette sulla domanda energetica. In funzione della localizzazione geografica, eventi meteorologici 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.

Infine, il rischio reputazionale è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società petrolifere siano i principali responsabili del cambiamento climatico a causa delle emissioni indirette dovute alla combustione dei prodotti petroliferi da parte dei consumatori finali. Questo potrebbe comportare una minore attrattività delle azioni Eni, considerato che ormai la generalità degli investitori professionali e non, valuta il rischio climatico nelle proprie decisioni di investimento.

Infine alcuni governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per i costi connessi al climate change. In caso di soccombenza si potrebbero avere effetti significativi nei risultati, il cash flow e le prospettive.

Per quanto riguarda le emissioni dirette di GHG di Eni la fonte più significativa è rappresentata dal business upstream a causa di:

- attività di perforazione;
- gas flaring o venting;
- fuggitive e perdite di metano;
- perdite nella liquefazione;
- modifiche dell'ecosistema derivanti dalle operazioni di produzione (ad esempio disboscamenti);
- complessità della produzione e dei processi.

Gli altri business Eni, concentrati principalmente in Europa, fanno parte del sistema ETS europeo. 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. Le altre raffinerie Eni hanno un valore di libro marginale rispetto al totale dell'attivo fisso di Eni e sostengono correntemente costi elevati per il controllo e la riduzione delle emissioni. È prevedibile che uno scenario low carbon possa sostenere la redditività dei biocarburanti; tuttavia il management dovrà considerare l'evoluzione delle normative in materia, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), che definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per produrre biocarburanti, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare. Ciò potrebbe comportare il phase-out dell'olio di palma, che ad oggi alimenta le bioraffinerie Eni, con la necessità di sostenere eventuali costi di adeguamento impiantistico.

Analoghe considerazioni 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 feedstock vegetali.

L'auspicato processo di sostituzione del carbone con il gas naturale nella produzione di energia elettrica dovrebbe infine sostenere la redditività del settore G&P di Eni grazie all'ampia disponibilità di gas e GNL, assicurati dai contratti di approvvigionamento long-term e dalle produzioni equity provenienti dai grandi long-life projects E&P in Mozambico e in Egitto, nonché alla significativa presenza nel settore della generazione di energia elettrica da gas.

La strategia di risposta Eni ai rischi connessi al climate change è articolata su più linee d'azione:

- aumentare l'incidenza delle riserve gas sul totale delle riserve d'idrocarburi in portafoglio;
- miglioramento continuo dell'efficienza energetica nelle operations e riduzione delle emissioni dirette di GHG che faranno leva sullo sviluppo di progetti di riforestazione e di tutela delle foreste;
- sviluppo per linee organiche e in sinergia con gli asset esistenti del business delle rinnovabili;
- sviluppo dell'economia circolare con l'ottica di valorizzare i rifiuti e recuperare siti dismessi.

Tale strategia è stata disegnata dal Consiglio di Amministrazione della Società. Per maggiori informazioni sulla strategia Eni di adattamento allo scenario low carbon, dei processi interni di governance e risk management nonché le assunzioni di scenario si rinvia al capitolo dedicato all'interno della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario".

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e la sua capacità di adattamento al futuro scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi della compliance, il rischio di riserve "stranded"², 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 portfolio di asset e di nuovi investimenti Oil & Gas di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni e alle condizioni fisiche di conduzione delle operations.

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 CO₂ di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO₂ utilizzati nello scenario IEA SDS. L'analisi condotta a fine 2018 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS in quanto elaborato con la finalità di fornire un benchmark ai fini della misurazione del progresso verso un futuro energetico più

[2] Stranded reserves: riserve con elevato breakeven o relative a prodotti a rischio sostituzione, quindi con domanda declinante.

sostenibile. Lo scenario IEA SDS disegna un percorso di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi di Parigi di contenere l'incremento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 °C al di sopra dei livelli pre-industriali e che traguarda il conseguimento dell'accesso universale all'energia nel 2030 e una forte attenuazione degli effetti negativi connessi all'inquinamento atmosferico entro il 2040.

Nello scenario IEA SDS, che prevede che la domanda di petrolio raggiunga un picco intorno al 2020, i prezzi di liquidi e gas sono superiori rispetto allo scenario Eni. Il prezzo della CO₂ 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, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS la tenuta del valore di libro di tutte le CGU del setto-

re E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la tenuta dei valori di libro degli asset Eni e nessun impatto sul fair value.

Nell'ottobre 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha affermato in una nuova ricerca che ai fini di contenere l'innalzamento della temperatura causata dal surriscaldamento globale entro il limite di 1,5 °C, l'economia mondiale dovrebbe intraprendere azioni su larga scala e una complessa trasformazione. Eni riconosce che la risposta a tale sfida richiederà nei prossimi decenni un'accelerazione nei tempi e un ampliamento nella portata dei cambiamenti previsti dall'Accordo di Parigi. Attualmente, tale scenario attende ancora di essere declinato in un set coerente di previsioni operative e di pricing degli idrocarburi, che una volta rese disponibili dallo stesso IPCC o da altre fonti saranno oggetto di attenta considerazione da parte di Eni al fine di adeguare i modelli e le metodologie di elaborazione degli stress-test.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2018 di Eni è articolata secondo le tre leve del proprio modello di business integrato (Percorso di decarbonizzazione, Modello per l'eccellenza operativa e Promozione dello sviluppo locale) il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder, coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale. 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 essi contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti:

- il modello di business e la Governance di Eni;
- la gestione dei rischi nei paragrafi: (i) "Risk Management Integrato" che descrive il modello di Risk Management Integrato (RMI) di Eni, i livelli di controllo, il processo – che integra anche le tematiche di sostenibilità – e la relativa governance, e le principali attività del 2018; (ii) "Obiettivi, rischi e azioni di trattamento" che riporta i Top Risk e le principali azioni di mitigazione; (iii) "Fattori di rischio e incertezza" in cui sono dettagliati i principali rischi non finanziari, i possibili impatti e le azioni di trattamento.

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". Eni ha un sistema normativo composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti che definiscono le modalità operative (procedure e istruzioni operative). Le Policy, approvate dal CdA, definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le atti-

vità svolte da Eni. Le MSG, invece, 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 ed includono aspetti di sostenibilità;

- le principali caratteristiche dei "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. I contenuti del capitolo "Percorso di decarbonizzazione" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board. Infine è stato incluso nei vari capitoli il riferimento ai principali Sustainable Development Goal (SDGs) delle Nazioni Unite. L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 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.

In continuità con gli scorsi anni, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche il Report di sostenibilità (Eni For) che continuerà ad essere il documento divulgativo di carattere volontario redatto secondo gli standard GRI e dotato di una propria limited assurance. 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 di Eni, pag. 113 • Percorso di decarbonizzazione, pag. 114-117 • Modello per l'eccellenza operativa, pag. 118-128 • Promozione dello sviluppo locale: modello di cooperazione, pag. 128-129 • Temi materiali di sostenibilità, pag. 130	RFA • Modello di business, pag. 4 • Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 • Governance, pag. 24-29 • Attività di stakeholder engagement, pag. 14-15 RCG ▶ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 8-10 ▶ Modello di Corporate Governance, pag. 11-13 ▶ Consiglio di Amministrazione: Composizione, pag. 35-40 e Formazione del Consiglio di Amministrazione, pag. 55 ▶ Comitati del Consiglio, pag. 55-64 ▶ Collegio Sindacale, pag. 64-72 ▶ Modello 231, pag. 101-102
POLITICHE Art. 3.1, comma b)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112	RCG ▶ Il Sistema Normativo di Eni, pag. 87-100
MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI Art. 3.1, comma c)	• Percorso di Decarbonizzazione, pag. 114-117 • Persone, pag. 118-120 • Sicurezza, pag. 121 • Rispetto per l'ambiente, pag. 122-124 • Diritti Umani, pag. 124-126 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pag. 127-128	RFA • Il Modello di Risk Management Integrato, pag. 20; • Il processo di Risk Management Integrato, pag. 21; Obiettivi, rischi e azioni di trattamento, pag. 22-23; Fattori di rischio e incertezza, pag. 94-108

	PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	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 PER L'ECCELLENZA OPERATIVA		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, pag. 112 • Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113 • Percorso di decarbonizzazione (governance, risk management, strategia e obiettivi), pag. 114-117 RFA • Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 99-104; Rischio climate change, pag. 106-108 • Scenario e strategia, pag. 16-19 RCG ▶ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 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, pag. 112 • Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113 • Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pag. 118-120 • Sicurezza, pag. 121 RFA • Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 98-99; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 99-104 • Governance, pag. 24-29 (La Politica sulla Remunerazione, pag. 28)
	MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA		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, pag. 112 • Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113 • Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, spill, rifiuti, biodiversità), pag. 122-124 RFA • Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 98-99; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 99-104
	MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA		DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112 • Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113 • Diritti umani (gestione dei rischi, security, formazione, segnalazioni), pag. 124-126 RCG ▶ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 8-10
	MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA		FORNITORI Art. 3.1, comma c)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112 • Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113 • Fornitori (gestione dei rischi), pag. 126
	MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA		TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112 • Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pag. 127-128 RFA • Risk Management Integrato, pag. 20-23; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 106 • 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, pag. 102-104
	PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE: MODELLO DI COOPERAZIONE		COMUNITÀ LOCALI Art. 3.2, comma d)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112 • Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113 • Promozione dello sviluppo locale: modello di cooperazione, pag. 128-129 RFA • Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischio Paese, pag. 96-98; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 98-99

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



PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE



CAMBIAMENTO CLIMATICO

OBBIETTIVO

Promuovere la transizione energetica

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità"; Posizione di Eni sulle biomasse

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 climateranti e la produzione più efficiente di energia
- utilizzare le opportunità offerte dallo sviluppo dei mercati internazionali del carbonio, compresi gli strumenti per ridurre la deforestazione
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- approvvigionare olio di palma prodotto esclusivamente in modo sostenibile nel rispetto dell'ambiente, dei requisiti sociali e di sicurezza



MODELLO PER L'ECCCELLENZA OPERATIVA



PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

OBBIETTIVO

Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "Le nostre persone", "L'integrità nelle nostre operations"

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 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'ECCCELLENZA OPERATIVA



RISPETTO PER L'AMBIENTE

OBBIETTIVO

Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici"; "Orientamento Eni verso Green Sourcing"

PRINCIPI:

- considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali (clima, BES^(a) e gestione risorsa idrica) e sociali tra cui lo sviluppo delle comunità locali
- promuovere l'economia circolare e l'impegno nell'uso efficiente delle risorse
- promuovere principi di Green Sourcing
- ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo
- attuare bonifiche sostenibili per restituire aree alla comunità o non utilizzare aree vergini per nuove iniziative industriali
- effettuare studi ambientali "risk based" per aumentare la qualità della risposta in caso di incidenti



MODELLO PER L'ECCCELLENZA OPERATIVA



DIRITTI UMANI

OBBIETTIVO

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

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'ECCCELLENZA OPERATIVA



TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

OBBIETTIVO

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 interne in tema anti-corruzione



PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE: MODELLO DI COOPERAZIONE



COMUNITÀ LOCALI

OBBIETTIVO

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

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità"

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
- 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

(a) Biodiversità e Servizi Ecosistemici.

DIMENSIONE MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

PERCORSO DI
DECARBONIZZAZIONECAMBIAMENTO
CLIMATICO

- **Funzione organizzativa centrale** dedicata Climate Change, Energy Efficiency & New Issues
- **Unità Long Term Positioning Initiatives Coordination** per il posizionamento di lungo termine e per le iniziative di **Circular Economy e Carbon Neutrality** in tale ambito
- Gruppo di Lavoro interfunzionale **Programma Climate Change** il cui Steering Committee è presieduto dall'Amministratore Delegato, finalizzato a ridurre progressivamente le emissioni GHG in accordo con il target 2 °C
- **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
- **Direzione Energy Solutions**: sviluppo del business della produzione di energia da fonti rinnovabili e gestione dei relativi asset tramite società dedicate
- Unità dedicata della Direzione Affari Legali ai temi Climate Change, Sostenibilità e Economia Circolare
- Sistemi di gestione dell'energia ai sensi della norma ISO 50001

MODELLO PER
L'ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE

- **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali dell'azienda
- **Strumenti per la gestione e sviluppo delle risorse**, mirati al coinvolgimento e alla crescita professionale, allo scambio di esperienze inter-generazionali, alla costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e di sviluppo professionale nelle aree tecniche core e alla valorizzazione delle diversità
- **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 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 gestione della security** finalizzato a garantire la tutela delle persone in tutti i Paesi in cui Eni opera, con particolare attenzione per quelli ad alta criticità
- **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/miscela 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**
- **Green Sourcing**: modello di individuazione delle logiche di analisi e dei requisiti tecnici da adottare per la selezione di prodotti e fornitori in grado di garantire migliori performance ambientali
- **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
- **Gruppo di Lavoro su Business e diritti umani**: per allineare ulteriormente i processi aziendali ai principali standard e best practice internazionali
- **Applicazione processo ESHIA** nei progetti, integrato con l'analisi degli impatti sui diritti umani
- **Analisi specifiche** degli impatti sui diritti umani, denominate **HRIA (Human Rights Impact Assessment)**

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'Amministratore Delegato



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)

PROMOZIONE DELLO
SVILUPPO LOCALE:
MODELLO DI COOPERAZIONECOMUNITÀ
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** nei progetti
- **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

INNOVAZIONE E
DIGITALIZZAZIONE

INNOVAZIONE

- **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



PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE



Eni, tenendo conto 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) pubblicate nel 2017. L'informativa sul percorso di decarbonizzazione 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 rimandando al report Eni for 2018 – Percorso di Decarbonizzazione¹ per una disamina completa.

GOVERNANCE

La strategia di decarbonizzazione Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui il **Consiglio di Amministrazione** (CdA) e l'**Amministratore Delegato** (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. 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 scenario IEA SDS (cfr. pag. 106-108, 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. 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 2018 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 biodiversità². 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 decarbonizzazione³. Nel corso del 2018, Eni ha inoltre assicurato il proprio contributo all'iniziativa "Climate Governance"⁴ del World Economic Forum (WEF), con il coinvolgimento anche del CdA di Eni. Dal 2015 l'AD presiede lo Steering Committee del "**Programma Climate Change**", un gruppo

di lavoro interfunzionale composto da membri del top management di Eni che assiste l'Amministratore Delegato nell'elaborazione della strategia di decarbonizzazione di breve, medio e lungo termine e ne monitora costantemente lo stato di avanzamento. L'impegno strategico per la riduzione delle emissioni di gas serra è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e pertanto il piano di incentivazione di breve termine dell'AD comprende l'obiettivo di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG dirette delle attività upstream operate con un peso del 12,5%. Tale obiettivo è coerente con il target di riduzione dei gas serra al 2025 annunciato al mercato e viene applicato agli incentivi del management aziendale in funzione del ruolo di competenza. 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) in qualità di membro fondatore. Costituita nel 2014 da cinque società O&G europee, OGCI conta oggi tredici società che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Nel 2018 OGCI ha lanciato il primo target collettivo dell'industria consistente nell'impegno ad una riduzione dell'intensità delle emissioni di metano nelle attività operate oil & gas upstream. Prosegue inoltre, tramite il Climate Investment, il veicolo di investimento di OGCI, 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. Proseguendo in materia di partnership, Eni è stata l'unica società O&G attivamente coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella **Task Force on Climate Related Financial Disclosure** (TCFD) del Financial Stability Board che ha sviluppato le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. A conferma dell'impegno per la disclosure sul clima, Eni ha collaborato con alcuni peer al TCFD **Oil & Gas Preparer Forum** per armonizzare le esigenze delle società che rendicontano con quelle degli utilizzatori. In tale ambito nel primo status report sul livello di implementazione delle raccomandazioni, riferito all'anno 2017, sono state evidenziate le sfide della rendicontazione TCFD e valorizzate le best practice: Eni è stata portata ad esempio di come, nell'illustrazione della propria strategia, una società dovrebbe pubblicare i rischi ed opportunità relativi al 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 2018, **azienda leader** con una valutazione A- nel programma Climate Change del CDP (ex Carbon Disclosure Project) principale rating indipendente che valuta le azioni e le strategie delle società quotate a livello internazionale relativamente al contrasto dei cambiamenti climatici.

RISK MANAGEMENT

Eni ha sviluppato e adottato un modello di Risk Management Integrato (modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), tenendo in adeguata considerazione i rischi attuali e prospettici, anche di medio e lungo termine, nell'ambito di una visione organica e complessiva.

(1) Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti, prevista a maggio.

(2) Per maggiori approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2018.

(3) Per maggiori approfondimenti si rinvia al capitolo "Governance" della Relazione sulla gestione, contenuto nella Relazione Finanziaria Annuale 2018.

(4) 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).

Il processo è attuato secondo un approccio “top-down e risk based” che parte dal **contributo alla definizione del Piano Strategico di Eni**, attraverso analisi a supporto della comprensione e della valutazione della propensione al rischio sottostante (es. definizione di specifici obiettivi di de-risking), e prosegue **con il sostegno alla sua attuazione** attraverso periodici cicli di risk assessment & treatment e monitoraggio. La prioritizzazione dei rischi è effettuata sulla base di matrici multidimensionali che misurano il livello di rischio attraverso la combinazione di cluster di probabilità di accadimento e di impatto misurato in termini sia quantitativi che qualitativi. 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 ed opportunità

Il climate change è analizzato, valutato e gestito considerando aspetti relativi sia alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) che 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 IEA Sustainable Development Scenario⁵ (WEO 2018), 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 48% del mix nel 2040), sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in lieve calo. Il gas naturale, in crescita anche in corrispondenza dello scenario SDS, rappresenta un'opportunità di riposizionamento strategico per le energy company, in virtù della minor intensità carbonica, delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica e in prospettiva di una produzione crescente dell'idrogeno.

La domanda di petrolio è prevista crescere negli altri scenari IEA (Current Policies Scenario e New Policies Scenario) mentre nello scenario IEA SDS si prevede un picco in quasi tutti i Paesi prima del 2030 (eccetto 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, determinando impatti sul modello di business aziendale. Eni effettua una valutazione dei potenziali costi associati alle emissioni di GHG, stimandoli sulla base del Sustainable Development Scenario (SDS) della International Energy Agency (IEA), come meglio rappresentato nella sezione Fattori di rischio e incertezza (pag. 106-108).

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sul business. L'approccio differenziato per Paese potrebbe essere un vantaggio per lo sviluppo di nuove opportunità di business. Con particolare riferimento al contesto europeo, nel 2018 si segnalano: l'entrata in vigore della direttiva EU-ETS modificata (che copre il periodo 2021-2030) e del “Pacchetto Economia circolare” nonché l'approvazione della direttiva Renewable Energy Directive (REDII, in vigore dal 2021). A livello internazionale, nel 2018 è stato raggiunto un accordo in ambito IMO (International Maritime Organization) sull'adozione di una strategia iniziale per la riduzione

ne delle emissioni dei gas serra prodotti dal settore navale. Anche a fronte di questa evoluzione normativa, Eni ha rafforzato il proprio impegno nello sviluppo del business green e delle fonti rinnovabili, 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. L'attenzione crescente sui temi correlati al cambiamento climatico ha delle ricadute sulla reputazione dell'intero settore oil & gas, percepito come uno dei principali responsabili delle emissioni di GHG, con effetti sulla gestione delle relazioni con i principali stakeholder. La capacità di sviluppare e attuare strategie di adattamento del proprio modello di business ad uno scenario low carbon, nonché la capacità di comunicarle in maniera trasparente è un'opportunità per migliorare la percezione degli stakeholder. Come già segnalato, l'impegno di Eni per una rendicontazione esaustiva e trasparente sui temi del cambiamento climatico è confermato dalla partecipazione ai lavori TCFD nonché dal riconoscimento di azienda leader nel CDP Climate Change.

Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni meteorologici 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 gradualisti, 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.

STRATEGIA E OBIETTIVI

In relazione ai rischi e alle opportunità precedentemente descritte, Eni ha definito una chiara strategia di decarbonizzazione, integrata nel proprio modello di business, che si sviluppa in azioni di breve, medio e lungo termine con un costante impegno nell'implementazione delle proprie attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S) per raggiungere la massima efficienza nel processo di decarbonizzazione e trovare soluzioni innovative per favorire la transizione energetica.

Nel breve termine la strategia Eni si fonda sulle seguenti leve:

- **aumento dell'efficienza e riduzione delle emissioni GHG dirette delle attività operate:** l'obiettivo al 2025 è di ridurre l'intensità emissiva upstream del 43% rispetto al 2014 attraverso l'eliminazione del flaring di processo, la riduzione delle emissioni fuggitive

[5] International Energy Agency - Sustainable Development Scenario all'interno del World Energy Outlook 2018.

di metano e la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Tale obiettivo contribuisce al target di miglioramento dell'indice di efficienza operativa del 2% annuo al 2021 rispetto al 2014, a cui concorrono tutte le unità di business Eni, da raggiungere attraverso iniziative di efficienza energetica;

- **portafoglio oil & gas low carbon e resiliente:** il portafoglio Eni di idrocarburi presenta un'alta incidenza del gas naturale (>50%)⁶, ponte verso un futuro a ridotte emissioni. Inoltre esso è caratterizzato da progetti convenzionali sviluppati per fasi. I principali progetti upstream in esecuzione, che rappresentano circa il 45% del totale investimenti di sviluppo del settore nel quadriennio 2019-2022, presentano un breakeven medio di portafoglio ad un prezzo del Brent di circa 25 \$/bbl e sono quindi resilienti anche in presenza di scenari low carbon;
- **sviluppo delle fonti rinnovabili e business green:** la promozione delle fonti rinnovabili ha come obiettivo una potenza installata di energia elettrica pari a circa 5 GW al 2025. Per quanto riguarda i business green è previsto dal 2021 il completamento della seconda fase della bioraffineria di Venezia con un aumento della capacità fino a 560 mgl ton/anno (rispetto a 360 mgl ton/anno attuali) e lo start-up ad inizio 2019 di quella di Gela con una capacità fino a 720 mgl ton/anno. Prosegue il consolidamento nella Chimica verde che nel 2018 ha visto l'acquisizione delle attività bio del Gruppo Mossi & Ghisolfi e lo sviluppo di progetti di riciclo e di recupero.

Nel medio termine Eni ha l'obiettivo al 2030 di traguardare la net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream valorizzate in equity, massimizzando iniziative di decarbonizzazione e sviluppando progetti forestali, per la compensazione delle emissioni residue. Un ruolo importante sarà giocato anche dall'implementazione di soluzioni che consentano la cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO₂. Come ulteriore leva di decarbonizzazione Eni intende sviluppare iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti o materiali e a dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati.

Lo spending complessivo nel quadriennio 2019-22 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €3,6 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

In relazione alla strategia di decarbonizzazione 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 indici di emissione, calcolati su dati 100% degli asset operati, su cui Eni ha fissato obiettivi strategici, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2018 rispetto ai target fissati.

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 dirette⁷ in tonnellate di CO₂eq e migliaia

di barili di olio equivalenti, nel 2018 ha registrato un decremento del 6% rispetto al 2017 attestandosi su un valore pari a 21,44 tCO₂eq/mgl boe. Si tratta di una riduzione del 20% rispetto al 2014 che è in linea con l'obiettivo di riduzione al 2025. Il miglioramento dell'indice nel 2018 è dovuto principalmente alla riduzione delle emissioni da flaring, al contributo produttivo dei campi a gas in Egitto (Zohr) ed Indonesia (Jangkrik) ed al ritorno a regime della produzione in Norvegia (Goliat), attività che complessivamente presentano un'intensità emissiva inferiore rispetto alla media di portafoglio.

Zero gas flaring di processo entro il 2025: il volume di idrocarburi inviati a flaring di processo nel 2018 è stato pari a 1,4 miliardi di Sm³ in riduzione del 9% rispetto al 2017 (1,6 miliardi di Sm³) principalmente per effetto del raggiungimento della configurazione "zero flaring" in Turkmenistan (campo Burun). Grazie agli interventi implementati, il volume di idrocarburi inviati a flaring di processo si è ridotto del 16% rispetto al 2014 in coerenza con l'obiettivo di azzeramento al 2025. Nel 2018 Eni ha investito €39 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Nigeria e Libia.

Riduzione delle emissioni fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014: nel 2018 le emissioni fuggitive di metano upstream sono pari a 38,8 mgl ton CH₄ (-66% vs. il 2014) e sono invariate rispetto al 2017 ma complessivamente in linea con il target. In tale ambito sono proseguite le campagne di monitoraggio e manutenzione (cd. Leak Detection And Repair – LDAR) non solo in upstream, ma anche nel settore mid-downstream (Sergaz), con una riduzione del 6% delle emissioni fuggitive di metano totali Eni rispetto al 2017.

Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 di efficienza operativa: il target estende gli obiettivi di riduzione GHG (scope 1 e scope 2) a tutte le aree di business con un obiettivo di miglioramento del 2% annuo dell'indice di efficienza operativa⁸. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo l'opportunità di flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2018 l'indice è stato pari a 33,90 tonCO₂eq/mgl boe, in riduzione del 5,9% rispetto al 2017 (36,01 tonCO₂eq/mgl boe). Tale riduzione consente già di traguardare l'obiettivo del 2021 ma Eni intende comunque perseguire la strada di un miglioramento almeno del 2% annuo per i prossimi anni. Tale riduzione è stata ottenuta, oltre ai risultati già citati dell'upstream, grazie ad una riduzione dell'intensità emissiva delle raffinerie anche in presenza di un aumento dell'indice di performance di EniPower. Nel 2018 Eni ha investito circa €10 milioni in progetti di efficienza energetica che consentiranno a regime risparmi energetici per 313 mgl tep/anno, pari a una riduzione delle emissioni di circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂eq.

Nel 2018 le emissioni dirette di GHG, calcolate su tutte le attività Eni, sono pari a 43,35 mln tonCO₂eq (dato 100% operato) e sono stabili (+0,5%) rispetto al 2017, mentre rispetto al 2010 ad oggi sono ridotte del 26%. Per quanto riguarda le emissioni da flaring si sono ridotte dell'8% rispetto all'anno precedente anche per le azioni di contenimento del flaring di emergenza mentre le emissioni da venting risultano in linea con il 2017. Per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia

[6] Incidenza gas su totale risorse equity di idrocarburi 3P+ Contingent al 31/12/2018.

[7] Le emissioni di GHG da venting di metano sono state revisionate a seguito dell'affinamento della metodologia di stima, in linea con metodologie internazionali sviluppate nell'ambito della Partnership CCAC OGMP. La serie storica di questa categoria emissiva è stata pertanto rivista al fine di garantire la coerenza degli indici di performance rispetto agli obiettivi di riduzione dei GHG comunicati da Eni.

[8] Esprime l'intensità delle emissioni GHG (scope 1 e scope 2 calcolate su base operata espresse in tonCO₂eq, e che considerano i contributi di CO₂, CH₄ e N₂O) delle principali produzioni industriali Eni rispetto alla produzione operata (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni pubblicati all'interno del Fact Book) nei singoli business di riferimento misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. Per emissioni scope 1 si intendono le emissioni dirette provenienti dagli asset propri dell'impresa. Le emissioni indirette scope 2 sono relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi.

elettrica prodotta da fotovoltaico, nel 2018 si registra un incremento del 20% rispetto all'anno precedente (19,3 vs. 16,1 GWh nel 2017) mentre per i biocarburanti le quantità prodotte si attestano su un valore di 219 mila tonnellate, in aumento del 6% rispetto all'anno precedente. Per il 2018 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca

scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €197,2 milioni, di cui 74 destinati a investimenti relativi al percorso di decarbonizzazione. Tali investimenti si riferiscono a: energy transition, bioraffinazione, chimica verde, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	43,35	28,15	43,15	28,30	42,15	27,76
di cui: CO ₂ eq da combustione e da processo		33,89	24,41	33,03	24,05	32,39	24,12
di cui: CO ₂ eq da flaring		6,26	3,07	6,83	3,37	5,40	2,49
di cui: CO ₂ eq da emissioni fuggitive di metano		1,08	0,48	1,14	0,66	2,01	0,95
di cui: CO ₂ eq da venting		2,12	0,19	2,15	0,23	2,35	0,19
Indice di efficienza operativa	(tonnellate di CO ₂ eq/mgl boe)	33,90	46,32	36,01	51,51	38,26	51,89
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (UPS)		21,44	20,91	22,75	24,04	23,56	22,29
Emissioni di GHG/energia elettrica eq. prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	402	407	395	398	398	402
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq/kt)	253	253	258	258	278	278
Emissioni fuggitive di metano UPS	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	38,8	15	38,8	19,4	72,6	30,3
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	1,9	1,1	2,3	1,3	1,9	1,1
di cui: di processo		1,4	0,6	1,6	0,6	1,5	0,8
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,67	0,56	0,65	0,54	0,71	0,58
Consumo di fonti primarie ^(b)	(milioni di tep)	13,0	9,4	13,0	9,1	12,5	8,8
Energia primaria acquistata da altre società		0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4
Energia elettrica prodotta da fotovoltaico ^(c)	(GWh)	19,3	19,2	16,1	16,1	13,5	13,5
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (UPS)	(GJ/tep)	1,42	n.d.	1,49	n.d.	1,71	n.d.
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica eq. prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	112,2	112,2	109,2	109,2	101,7	101,7
Spesa in R&S	(milioni di euro)		197,2		185		161
di cui: relative alla decarbonizzazione			74		72		63
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)		43		27		40
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili			13		11		12
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)		219		206		181
Capacità di bioraffinazione	(migliaia di tonnellate/anno)		360		360		360

(a) Le emissioni di GHG da venting di metano sono state revisionate a seguito dell'affinamento della metodologia di stima, in linea con metodologie internazionali sviluppate nell'ambito della Partnership CCAC OGMP. La serie storica di questa categoria emissiva è stata pertanto rivista al fine di garantire la coerenza degli indici di performance rispetto agli obiettivi di riduzione dei GHG comunicati da Eni.

(b) Il dato differisce dalla rendicontazione dello scorso anno in quanto è stata affinata la metodologia di reporting.

(c) A differenza della DNF 2017, dove i dati si riferivano alla sola EniPower, i dati riportati sono relativi all'intero perimetro Eni.



MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa è caratterizzato da un impegno costante nel minimizzare i rischi e nella creazione di opportunità lungo l'intero ciclo delle attività attraverso la valorizzazione del-

le persone, la salvaguardia della salute e della 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 basa sulle competenze interne, un patrimonio che si costruisce con tempo e dedizione e che aumenta il suo valore nel lungo termine. Nei prossimi anni Eni continuerà ad essere impegnata in un importante processo di trasformazione che vedrà lo sviluppo delle nuove direttrici strategiche – a partire dall'economia circolare e dalle attività a supporto della decarbonizzazione – combinarsi con le attività tradizionali, oggi in fase di transizione, cogliendo tutte le opportunità offerte dalla Digital Transformation. Ciò comporterà la necessità di proseguire il programma di evoluzione delle competenze interne, così da assicurare il loro costante allineamento alle nuove esigenze di business.

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, per questo il valore della pluralità è imprescindibile. La diversità è una risorsa per creare 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, che prevedono uniformità di gestione a livello globale. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla scelta dei componenti degli organi di amministrazione delle società controllate, 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 partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali (Progetto Inspiring Girls⁹, "Manifesto per l'occupazione femminile"¹⁰ di Valore D, Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa, WEF¹¹, ERT¹²) 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 (dual career), 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 di sviluppo, 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 2018, il 90% della popolazione target è stato coperto dal processo di valutazione di performance e il 95% dal processo di annual review.

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. 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, lo sviluppo e la valorizzazione delle competenze digitali è tra gli obiettivi prioritari; infatti, da novembre 2018, è stata lanciata la piattaforma "Digital Transformation Center", per mettere a disposizione le nuove competenze "digital" necessarie per sviluppare e utilizzare soluzioni tecnologiche innovative nei processi operativi. Inoltre, è iniziata una sperimentazione di virtual reality training per simulare situazioni pericolose in ambienti controllati mediante l'approccio «learn-by-doing». Eni ha, infine, previsto dei percorsi formativi accessibili a tutti su tematiche strategiche, come la Transizione Energetica e i cambiamenti climatici.

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 Responsibility¹³. In merito a questo accordo il 5 dicembre 2018 si è svolto, a Montreux, il secondo incontro annuale a cui hanno partecipato, oltre a IndustriALL Global Union¹⁴, le principali organizzazioni sindacali italiane, i componenti del Comitato Ristretto del Comitato Aziendale Europeo¹⁵ e una delegazione di rappresentanti dei lavoratori delle realtà operative di Congo, Ghana, Mozambico e Nigeria. Nell'occasione è stato presentato il Piano Strategico di Eni 2018-2021, un focus sugli andamenti occupazionali, le principali performance e iniziative HSE, l'approccio ai temi di sostenibilità e l'attività svolta da Eni Foundation.

[9] Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne.

[10] 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.

[11] World Economic Forum.

[12] European Round Table.

[13] Secondo incontro dalla firma del Global Framework Agreement del 7 luglio 2016.

[14] Federazione, fondata a Copenaghen nel 2012, che rappresenta più di 50 milioni di lavoratori in più di 140 Paesi.

[15] Il Comitato Aziendale Europeo è un organismo rappresentante dei lavoratori previsto dalla Direttiva Europea 94/45/CE al fine di favorire l'informazione e la consultazione transnazionale dei lavoratori nelle imprese.

Genitorialità, Welfare e Inclusione. Eni ha proseguito il percorso di sviluppo di politiche a favore della tutela della genitorialità e della famiglia, anche nell'ambito della mobilità internazionale, adottando nel 2017, in tutti i Paesi in cui opera, politiche a sostegno della maternità e paternità tese a garantire, in aggiunta agli standard internazionali della Convenzione ILO, un periodo minimo di congedo di 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori. Nel 2018 è proseguito il percorso di smart working per i neo genitori con l'apertura ai colleghi con patologie e nel 2019 si valuterà, in Italia e compatibilmente con le mansioni svolte, un'ulteriore progressiva estensione della modalità di lavoro. Nel 2018 le attività relative ai servizi alle persone hanno previsto il consolidamento e il potenziamento delle iniziative a sostegno della famiglia con particolare attenzione ai servizi a supporto dei dipendenti che si prendono cura di persone anziane o non autosufficienti, nonché delle iniziative volte a promuovere la tutela della salute delle persone attraverso il consolidamento e l'estensione dei programmi di prevenzione sanitaria. Nell'ambito welfare in Italia, Eni dal 2017 ha implementato il Flexible Benefit¹⁶, e nel 2018 ha potenziato l'assistenza sanitaria integrativa a favore di tutti i dipendenti non dirigenti, garantendo un incremento dei rimborsi e delle prestazioni rimborsabili come previsto nel "Protocollo Welfare" siglato il 4 luglio 2017 con le Organizzazioni Sindacali competenti. In relazione al diritto del lavoro internazionale, è stata effettuata nel 2018 una mappatura delle ratifiche delle Principali Convenzioni ILO nei Paesi di presenza Eni. Tale attività conferma l'importanza e l'impegno di Eni riguardo il rispetto dei Principi Fondamentali contenuti nelle Convenzioni ILO ed è finalizzata ad analizzare lo stato delle ratifiche intervenute nei Paesi in cui Eni è presente.

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 di business 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 2018 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 30.950 persone di cui 20.576 in Italia (66,5% dell'occupazione) e 10.374 all'estero (33,5% dell'occupazione). Nel 2018 l'occupazione a livello mondo si riduce di 1.245 persone rispetto al 2017, pari al -3,9%, con un aumento in Italia (+108 dipendenti) e una riduzione all'estero (-1.353 dipendenti), riconducibile principalmente a nuovi assetti societari¹⁷.

Complessivamente, nel 2018 sono state effettuate 1.728 assunzioni di cui 1.264 con contratti a tempo indeterminato. Di queste, il 29,1% ha riguardato il personale femminile e circa l'81% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 42% ha riguardato l'area di business upstream (totale 361 di cui 186 a tempo

indeterminato e 175 tempo determinato), il 25% l'area R&MeC e il 33% le aree Gas & Power e Support Function. Sono state altresì effettuate 1.778 risoluzioni di cui 1.270 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato¹⁸, con un'incidenza di personale femminile pari al 25%. Il 28,3% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2018 aveva età inferiore a 40 anni.

Nel 2018, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 25,28% rispetto al 24,86% registrato nel 2017. Parimenti, si registra un trend in aumento della percentuale di donne negli organi di amministrazione e di controllo delle società di Eni che nel 2018 ha raggiunto valori rispettivamente di 33% e 39%.

In Italia sono state effettuate 868 assunzioni di cui 691 a tempo indeterminato (28,9% donne, con un aumento di +7 punti percentuali rispetto al 2017); si registra un aumento di personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-24) a fronte degli inserimenti effettuati su siti industriali in Italia di Viggiano, Livorno, Sannazzaro, Mantova e Taranto. Sempre in Italia, nel 2018 si registra un aumento del numero delle risoluzioni (+951 dipendenti) di cui 640 a tempo indeterminato (di cui il 21,7% di donne). All'estero, nel 2018, sono state effettuate 860 assunzioni di cui 573 a tempo indeterminato (di cui il 29,3% di donne) con il 72,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Le assunzioni hanno riguardato, per più del 60%, le aree di business upstream (Messico, Indonesia, Norvegia, Regno Unito) e G&P (Francia, Ungheria e Regno Unito), sia per sviluppare e sostenere le nuove iniziative, sia per favorire il turnover. Sono stati risolti 827 rapporti di lavoro di cui 630 a tempo indeterminato. Di questi, il 43,3% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 28,3% ha riguardato personale femminile. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +33 (+860 -827) e tale dinamica è riconducibile sostanzialmente allo sviluppo del business G&P retail in Francia, il potenziamento delle attività R&MeC e upstream in Messico e Indonesia e al ridimensionamento delle attività nel business del gas in Ungheria e il rilascio di dipendenti locali e internazionali di attività upstream in Nigeria, Pakistan, Americhe. Al di fuori dell'Italia si registra una riduzione di 1.438 dipendenti locali rispetto all'anno precedente, che porta ad una diminuzione dell'incidenza percentuale dei dipendenti locali sul "totale occupazione estero" dall'85,4% del 2017 all'82,6% del 2018. All'estero operano complessivamente 1.802 espatriati (di cui 1.261 Italiani) in leggero aumento rispetto al 2017 (+27 italiani).

L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,4 anni (46,7 in Italia e 42,9 all'estero; +0,1 anni vs. 2017): 49,3 anni (50,3 in Italia e 46,9 all'estero) per senior manager e manager, 44,3 anni (46 in Italia e 41 all'estero) per impiegati e 41,3 anni (40,5 in Italia e 42,4 all'estero) per il personale operaio.

Nel 2018, anche grazie alle iniziative di "digital learning" realizzate attraverso il "Digital Transformation Center", si registra un incremento significativo delle ore di formazione pari al +5,2% rispetto al 2017. Per quanto riguarda la salute, il numero di servizi sanitari sostenuti¹⁹ da Eni nel 2018 è pari a 473.437, di cui 320.933 a favore di dipendenti, 66.327 a favore di familiari, 68.796 a favore di contrattisti e 17.381 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute¹⁹ nel 2018 è pari a 170.431, di cui 75.938 dipendenti, 46.930 contrattisti e 47.563 familiari.

[16] Iniziativa che permette di convertire una quota del premio di partecipazione in beni e servizi, beneficiando di opportunità fiscali e contributive.

[17] In particolare si segnalano la cessione di Tigaz e il deconsolidamento di Eni Norge.

[18] Di cui circa il 50% per pensionamenti e il 40% per dimissioni.

[19] I dati salute considerano le società significative dal punto di vista degli impatti salute, con duplice vista: il dato delle sole società consolidate integralmente come richiesto dal Decreto (dati relativi alle denunce di malattia professionale) e il dato inclusivo delle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (per tutti gli altri dati).

Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2018 si registra una diminuzione delle denunce passando da 120 a 81 denunce con una riduzione complessiva del 33%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 108 a 71 denunce)

sia dal personale attualmente impiegato (da 12 a 10 denunce).

Delle 81 denunce di malattia professionale presentate nel 2018, 12 sono state presentate da eredi (11 relative a ex dipendenti e 1 a un dipendente).

Principali indicatori di performance

		2018	2017	2016
Dipendenti ^(a)	(numero)	30.950	32.195	32.733
Donne		7.307	7.580	7.607
Italia		20.576	20.468	20.476
Esteri		10.374	11.727	12.257
Africa		3.374	3.303	3.546
America		1.257	1.216	1.236
Asia		2.505	2.418	2.523
Australia e Oceania		90	114	113
Resto d'Europa		3.148	4.676	4.839
Fascia d'età 18-24		437	364	289
Fascia d'età 25-39		9.224	9.761	10.622
Fascia d'età 40-54		14.058	15.022	15.281
Fascia d'età over 55		7.231	7.048	6.541
Dipendenti all'estero locali		8.572	10.010	10.377
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti		1.008	990	1.000
Quadri		9.147	9.043	9.135
Impiegati		15.839	16.600	16.842
Operai		4.956	5.562	5.756
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		14.603	14.802	14.655
Diploma		13.348	14.300	14.082
Licenza media		2.999	3.093	3.996
Dipendenti a tempo indeterminato ^(b)		30.183	31.609	32.299
Dipendenti a tempo determinato ^(b)		767	586	434
Dipendenti full-time		30.390	31.612	32.139
Dipendenti part-time ^(c)		560	583	594
Assunzioni a tempo indeterminato		1.264	992	663
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.270	1.312	1.417
Senior manager e manager locali all'estero	(%)	16,70	15,68	16,06
Anzianità lavorativa	(anni)			
Dirigenti		22,12	22,08	22,02
Quadri		20,02	20,01	19,08
Impiegati		17,03	17,02	16,08
Operai		13,05	13,05	13,01
Presenza donne negli organi di amministrazione	(%)	33	32	27
Presenza donne negli organi di controllo ^(d)		39	37	37
Ore di formazione	(numero)	1.169.385	1.111.112	930.345
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:		36,9	34,2	28,1
Dirigenti		41,7	31,7	27,6
Quadri		37,2	35,7	23,9
Impiegati		36,2	34,5	30,6
Operai		37,7	31,6	27,5
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	80,89	81,96	82,48
Italia		100	100	100
Esteri		35,33	44,54	47,46
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	81	120	133
Dipendenti		10	12	14
Precedentemente impiegati		71	108	119

(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 ad eccezione di 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 0,1% 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 considera la sicurezza delle persone un valore fondamentale da condividere tra dipendenti, contrattisti e comunità locali e parte essenziale della propria operatività. A tal fine Eni attiva tutte le azioni necessarie ad azzerare il verificarsi di incidenti, tra cui: modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi, piani di formazione, sviluppo di competenze e promozione della cultura della sicurezza. Nel 2018, per sottolineare l'importanza di mantenere comportamenti corretti e sicuri non solo sul luogo di lavoro, sono state lanciate la campagna "Safety starts @ home" (rivolta ai dipendenti) attraverso la intranet aziendale, che consiste in 10 video clip per promuovere la sicurezza anche in ambiente domestico partendo dalle "Safety Golden Rules" (le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro, obbligatorie in Eni dal 2018) e l'iniziativa "io vivo sicuro" (per dipendenti e terzi), una giornata dedicata alla ricerca ed attuazione di strumenti pratici per la costruzione di abitudini sane e sicure anche fuori dal lavoro con azioni concrete e misurabili (per le imprese) da attuare per la durata dei contratti. Sono stati inoltre organizzati incontri per sensibilizzare i lavoratori sulle *lesson learned* relative ad infortuni accaduti in azienda che, nel 2018, sono per lo più riconducibili ad attività di lavoro in quota e movimentazione dei carichi. In particolare per quanto riguarda la gestione dei contrattisti presso i siti industriali Eni, nel 2018 si sono ulteriormente rafforzate le attività di controllo in campo mediante le oltre 120 risorse del Safety Competence Center²⁰, 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 Safety Competence Center, sono state oltre 2.300, pari al 70% del parco fornitori Eni a 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 2018 sono state attuate le prime sperimentazioni di applicazione delle metodologie operative del Safety Competence Center all'estero (in particolare in Tunisia ed Angola), con risultati positivi che ne fanno prevedere una implementazione sistematica nei prossimi anni. Eni ha intensificato anche l'attenzione alla cultura della sicurezza di processo²¹ sviluppando ed implementando un sistema di gestione

specifico, in linea con gli standard internazionali, e monitorandolo tramite audit dedicati. In tema di preparazione e risposta alle emergenze, oltre alle continue esercitazioni e al monitoraggio dei risultati emersi, particolare attenzione è stata rivolta allo sviluppo di sistemi di allertamento, alla tempestività di diffusione delle informative tramite flussi semplificati ed allo studio di scenari di rischio naturale che possono interagire con le attività di business.

I principali obiettivi aziendali in tema di sicurezza riguardano: i) il Safety Culture Program (SCP), che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; ii) la revisione degli standard di sicurezza di processo in linea con le best practice internazionali; iii) la cultura della sicurezza, con il lancio di una nuova campagna per la sicurezza negli uffici ("Safety starts @ office"). Nel 2018, è stato consolidato il SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni. In particolare, tale indicatore è 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.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2018 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro ha subito un incremento del 6% rispetto al 2017. Il peggioramento ha riguardato l'indice dei dipendenti (a causa di un incremento degli infortuni), mentre l'indice dei contrattisti è rimasto stabile. Si sono verificati 4 infortuni mortali a contrattisti upstream: 1 in Nigeria a seguito di schiacciamento da parte di un automezzo in manovra, 1 in Algeria a seguito di ustioni, 2 in Egitto per cadute dall'alto. L'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è influenzato da due eventi occorsi uno in Alaska (contrattista upstream che ha riportato un grave trauma alla gamba destra) e l'altro in Egitto (contrattista caduto dall'alto). In Italia, nel 2018, il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (40 eventi rispetto ai 38 del 2017), ma l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 3%; all'estero, invece, il numero di infortuni è aumentato (76 eventi rispetto a 63 del 2017) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato del 12%.

Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,35	0,41	0,33	0,45	0,35	0,38
Dipendenti		0,37	0,42	0,30	0,44	0,36	0,41
Contrattisti		0,34	0,41	0,34	0,46	0,35	0,36
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	4	1	1	0	2	1
Dipendenti		0	0	0	0	0	0
Contrattisti		4	1	1	0	2	1
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01
Dipendenti		0,00	0,00	0,01	0,02	0,01	0,02
Contrattisti		0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01
Near miss	(numero)	1.431	1.128	1.550	1.223	1.643	1.270
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	330,6	190,9	306,3	174,2	276,9	168,9
Dipendenti		91,6	57,5	93,1	59,4	93,7	61,4
Contrattisti		239	133,4	213,3	114,8	183,2	107,5

[20] 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.

[21] 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 effrazione; 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.

Il percorso di transizione verso un'economia circolare, in cui il prelievo di risorse dall'ambiente e lo smaltimento dei rifiuti siano minimizzati, rappresenta per Eni una sfida e un'opportunità, in termini sia di redditività che di miglioramento delle prestazioni ambientali. Tale percorso coinvolge diversi ambiti: (i) l'aggiornamento dei modelli di business per la produzione di energia rinnovabile e/o l'utilizzo di materia recuperata o rinnovabile nei processi produttivi (Energy Solutions, Green Refinery e Green Chemistry); (ii) programmi di efficienza energetica e idrica in tutti i settori di business, progetti di flaring down e di riduzione delle perdite di metano con i conseguenti risparmi di gas naturale; (iii) gestione degli asset da dismettere, attraverso progetti di conversione, riqualificazione, recupero e l'applicazione della bonifica sostenibile; (iv) strumenti gestionali, quali il green procurement e le soluzioni ICT.

Eni promuove la **gestione efficiente delle acque**, soprattutto nelle aree sottoposte a stress idrico in cui nel 2018 sono continuate le iniziative di riduzione dei prelievi di acqua dolce e nel settore upstream i progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dei territori dove Eni opera. 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 avviata una gara per assegnare un contratto di realizzazione di un impianto Mini Blue water, basato sulla tecnologia proprietaria, da installare con una capacità di trattamento di circa 70 mc/h. 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 (meno del 7%). Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici²² 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.

Nelle aree a stress idrico Eni utilizza specifici piani di gestione delle acque volti alla riduzione dei consumi. Ad esempio, per il sito di Brindisi nel 2018 è stato siglato un accordo di collaborazione tra Eni-

Power e Syndial per il riutilizzo dell'acqua di falda per ridurre i prelievi idrici. Considerando i potenziali rischi derivanti da eventuali crisi idriche, come rilevato dall'indagine annuale condotta dal WEF²³ e dalla crescente richiesta di informazioni da parte degli stakeholder, nel 2018, per la prima volta, è stata fornita risposta pubblica al CDP water per aumentare la trasparenza su tali tematiche.

Eni è impegnata quotidianamente nella **gestione dei rischi derivanti da oil spill** sia all'estero che in Italia, attraverso azioni sempre più integrate su tutti i piani di intervento, da quello amministrativo a quello tecnico di prevenzione, controllo e qualità/rapidità/efficacia. Nel 2018 è stata conclusa l'installazione sulla rete di oleodotti italiani e su parte di quelli in Nigeria, dei tools e-vpms® (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System – Brevetto proprietario) e del SSPS (Safety Security Pipeline System) per la rilevazione di sversamenti dovuti ad eventi effrattivi e perdite operative.

Per aumentare ulteriormente l'efficacia sul piano preventivo, nel 2019 è prevista l'installazione, su due oleodotti pilota, di un'evolutive per rilevare attività in prossimità dell'oleodotto (scavi, veicoli, ecc.) prima dell'effrazione sulla condotta che, in caso di esiti positivi, si estenderà a tutti gli oleodotti di prodotti finiti in Italia e a seguire nelle altre realtà. Nel 2018 si è registrato un fenomeno effrattivo in Egitto (JV Agiba), che verrà monitorato facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria dove continuano intense attività di monitoraggio attraverso la sorveglianza diretta, grazie anche al supporto delle comunità, all'uso di mezzi aerei e droni, nonché all'installazione di protezioni meccaniche. In termini di preparazione e risposta, infine, in Italia è stata finalizzata l'analisi di rischio dei territori attraversati da pipeline, individuando i punti di maggiore attenzione su cui strutturare in anticipo possibili interventi di contenimento. In parallelo, Eni lavorerà anche sulla sperimentazione/applicazione di tecniche per la gestione degli impatti in caso di spill per migliorare la rapidità, qualità e l'efficacia dell'intervento e della sorveglianza.

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. Il modello di gestione BES di Eni si allinea con gli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB) 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 del portfolio globale del settore upstream 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 tutti i potenziali impatti che poi vengono mitigati attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Il modello di gestione BES di Eni è declinato con dettaglio nella Policy BES approvata dall'AD e pubblicata nel 2018 sul sito Eni²⁴.

[22] 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.

[23] The Global Risks Landscape 2018 "What is the impact and likelihood of global risks?".

[24] https://www.eni.com/docs/it_IT/eni-com/sostenibilita/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2018 è proseguito il trend di diminuzione (-2% vs. 2017) dei prelievi di acque dolci, in particolar modo grazie all'entrata in servizio di nuovi generatori di vapore nel petrolchimico di Porto Marghera in sostituzione di gruppi di generazione vapore/energia elettrica, con riduzione dell'acqua dolce utilizzata nei cicli di raffreddamento.

Al settore R&MeC è riconducibile oltre il 75% dei prelievi di acqua dolce, mentre solo l'8% è riferito al settore E&P. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci ha raggiunto l'87%.

La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P ha raggiunto il 60% grazie principalmente al mantenimento delle buone performance dei campi in Egitto ed Ecuador.

I barili sversati a seguito di oil spill operativi sono diminuiti rispetto al 2017. Sono stati registrati due eventi rilevanti, uno presso la raffineria di Livorno (sversamento da un serbatoio causato da un sovrariempimento dello stesso) e l'altro presso lo stabilimento chimico di Sarroch, in Sardegna (ritrovamento di terreno con prodotto idrocarburo e acqua in corrispondenza di un attraversamento stradale), entrambi con sversamenti di circa 500 barili di prodotto. Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2018 si è registrata una diminuzione del numero di eventi, mentre il volume sversato è aumentato del 14%; gli spill hanno riguardato esclusivamente le attività E&P in Nigeria ed Egitto. I barili sversati a seguito di chemical spill sono riconducibili alle attività upstream e Versalis.

I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2018 sono in aumento rispetto al 2017, in particolare per quanto riguarda la quota di rifiuti non pericolosi (pari all'88% del totale), mentre sono in diminuzione quelli pericolosi. L'incremento è legato ai settori E&P (in particolare per il ramp-up del progetto Zohr in Egitto e per il ritorno a regime delle attività del Centro Olio Val d'Agri, dove ha inciso anche la maggiore produzione di acque di strato smaltite come rifiuto) e R&MeC (a seguito della fermata generale della raffineria di Taranto e agli smaltimenti conseguenti all'evento alluvionale occorso nel 2017 presso la raffineria di Livorno). La quota di rifiuti recuperati/riciclati è aumentata rispetto al 2017, arrivando a quasi il 40% dei rifiuti totali smaltiti²⁵.

Nel 2018 sono state generate complessivamente 4,3 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 4 milioni da Syndial), costituite per il 64% da acque di falda. Sempre nel 2018 sono stati spesi €374 milioni in attività di bonifica suolo e falde.

L'incremento delle emissioni di SO_x rispetto al 2017 è legato in particolare all'aggiornamento della composizione del gas per alcuni siti upstream, che ha comportato un aumento della percentuale di H₂S nello stream inviato a torcia.

Nel 2018, l'esposizione al rischio biodiversità è stata valutata su tutte le concessioni internazionali e nazionali in sviluppo e/o sfruttamento del settore upstream²⁶ (operate e in joint venture), al fine di identificare quelle che intercettano (anche solo parzialmente) aree protette²⁷ e/o siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA)²⁸.

L'analisi di dettaglio su tali concessioni relativa all'effettiva posizione dei siti produttivi al loro interno (impianti e/o infrastrutture), ha evidenziato che in 27 concessioni, localizzate in 6 Paesi (Regno Unito, Stati Uniti, Egitto²⁹, Nigeria, Pakistan e Italia), essi risultano all'interno di una o più aree protette e/o KBA; mentre in altre 31 concessioni, localizzate in 7 Paesi (Stati Uniti, Ecuador, Tunisia, Congo, Nigeria, Pakistan e Italia) i siti produttivi risultano situati al di fuori, in aree adiacenti a una o più aree protette o a KBA.

Tra le aree protette e/o KBA che si trovano in sovrapposizione con siti produttivi, 2 sono incluse nella Ramsar List³⁰, 3 sono aree protette classificate IUCN³¹, 7 sono altre aree protette designate a livello nazionale, 15 ricadono sotto la classificazione di Natura 2000, mentre 12 sono identificate come KBA. Di tali aree, 26 si trovano in ecosistemi terrestri, 11 in ecosistemi marini e 2 in ecosistemi misti (terrestri e marini). Nessun sito produttivo risulta in sovrapposizione a siti naturali patrimonio dell'umanità (WHS³²).

Invece, tra i siti produttivi che si trovano in aree adiacenti ad aree protette o KBA, solo uno è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna)³³. Le altre aree interessate sono: 2 incluse nella Ramsar List, 18 sono aree protette classificate IUCN, 4 sono aree protette designate a livello nazionale, 35 ricadono sotto la classificazione di Natura 2000, mentre 16 sono identificate come KBA. Di tali siti, 67 si trovano in ecosistemi terrestri, 6 in ecosistemi marini e 3 in ecosistemi misti (terrestri e marini).

[25] Nel dettaglio, nel 2018 il 16% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 12% ha subito un trattamento chimico/fisico, l'11% è stato incenerito, il 3% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 58% 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 42% è stato recuperato/riciclato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico, lo 0,3% è stato incenerito, il 5% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 51,7% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo).

[26] Fonte: database aziendali, giugno 2018.

[27] Fonte: World Database of Protected Areas, dicembre 2018.

[28] Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas, giugno 2018. 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. Ad oggi le KBA sono costituite da due sottoinsiemi 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.

[29] Per l'Egitto sono state valutate 5 concessioni, di cui solo 1 appartiene a società consolidate integralmente come richiesto dal D.Lgs. 254/2016; le rimanenti 4 sono incluse nel perimetro "operato" di reporting.

[30] 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.

[31] IUCN, International Union for Conservation of Nature.

[32] WHS, World Heritage Site.

[33] Pur non rientrando tra le società consolidate integralmente né nel perimetro "operato" di reporting, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Tuttavia nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	1.776	1.731	1.786	1.746	1.851	1.816
di cui: acqua di mare		1.640	1.626	1.650	1.638	1.710	1.697
di cui: acqua dolce		117	104	119	106	129	117
di cui: prelevata da acque superficiali		81	72	79	70	87	78
di cui: prelevata da sottosuolo		19	17	20	17	23	20
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		6	5	10	9	9	9
di cui: acqua da TAF ^(a) utilizzata nel ciclo produttivo		4	4	4	4	3	3
di cui: prelevata da altri stream		7	7	6	6	7	7
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		19	1	16	1	12	2
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	87	88	86	87	84	85
Acqua di formazione reiniettata		60	49	59	45	58	42
Oil spill operativi							
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	72	34	55	24	85	44
Volume di oil spill (>1 barile) ^(b)	(barili)	2.665	2.217	3.323	3.049	1.231	724
Oil spill da sabotaggi (inclusi furti)							
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	97	94	102	102	158	158
Volume di oil spill (>1 barile)	(barili)	3.697	3.277	3.236	3.236	4.682	4.682
Chemical spill							
Numero totale di chemical spill	(numero)	34	34	17	15	24	24
Volume di chemical spill	(barili)	61	61	63	50	18	18
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	2,6	1,3	1,4	0,8	0,8	0,6
di cui: pericolosi		0,3	0,2	0,7	0,3	0,3	0,2
di cui: non pericolosi		2,3	1,1	0,7	0,5	0,5	0,4
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq)	53,1	31,6	55,6	30,8	56	32,1
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	16,5	6,2	8,4	6,7	8,9	5,5
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	23,1	13,8	21,5	13,4	15,9	9,2
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1,5	0,8	1,5	0,7	1,4	0,7

(a) TAF: Trattamento acque di falda.

(b) Il dato 2017 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione della DNF 2017. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2018.



Diritti umani



Eni si impegna a rispettare gli standard internazionali in materia di diritti umani, a partire dagli UN Guiding Principles on Business and Human Rights, in un'ottica di miglioramento continuo del proprio sistema di due diligence. 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 2018 il CSS ha approfondito numerosi aspetti che riguardano direttamente o indirettamente i diritti umani tra cui l'analisi del risultato conseguito da Eni nella seconda edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB)³⁴ e la bozza della Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani, approvata dal CdA a dicembre 2018 e realizzata con il supporto del Gruppo di

Lavoro Interfunzionale "Diritti umani e business"³⁵. Tale Dichiarazione rinnova l'impegno aziendale precedentemente espresso sul tema, 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.

Nel corso del 2018 sono proseguite le attività del Gruppo di Lavoro che ha permesso di identificare le principali aree di miglioramento e definire le azioni necessarie per il continuo miglioramento delle proprie performance. Tali azioni sono state recepite in uno specifico piano pluriennale che è stato declinato in obiettivi manageriali collegati

[34] In cui Eni è risultata essere la prima tra le società energetiche e la settima tra tutte le 101 società dei diversi settori analizzate.

[35] Creato nel 2017 a seguito di un evento presieduto dall'AD rivolto ai membri del CdA, Collegio Sindacale e Management sul tema Business and Human Rights.

alle performance sui diritti umani. Nel 2018 quindi, ad 8 su 16 primi riporti dell'AD è stato assegnato un obiettivo direttamente collegato ai diritti umani.

Il tema del rispetto dei diritti umani è integrato a vari livelli nei processi aziendali ed Eni monitora il rischio di eventuali violazioni con strumenti specifici quali, ad esempio, il modello di Risk Management Integrato (RMI) in cui tali tematiche sono considerate nel risk model e integrate nella valutazione dei rischi in termini di metriche di impatto sociale, ambientale, salute, sicurezza e reputazionali.

A seguito del percorso di sensibilizzazione interno sul tema diritti umani avviato nel 2016, nel 2018 la formazione sui diritti umani in Eni ha visto l'erogazione di corsi e-learning specifici per alcune funzioni, di approfondimento rispetto al corso erogato nel 2016-2017 a tutti i dipendenti. I corsi, sviluppati con il supporto del Danish Institute for Human Rights, sono volti a creare un linguaggio e una cultura comune e condivisa sui diritti umani e a migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.

Nel 2017 Eni ha identificato 4 aree in cui sono collocati i diritti umani considerati più rilevanti rispetto alle attività svolte direttamente e a quelle svolte dai suoi business partner, i cd. "Salient Issue". Nel corso del 2018 tali aree sono state condivise con stakeholder esterni e autorevoli esperti: diritti umani (i) **sul posto di lavoro**³⁶; (ii) nella catena di fornitura; (iii) nelle comunità; (iv) nelle operazioni di security. 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 2018 sono stati oggetto di tali assessment 20 fornitori, di cui 1 dell'Ecuador, 2 del Vietnam, 2 dell'Egitto e 15 italiani. Eni, inoltre, è impegnata nella predisposizione di un codice di condotta rivolto ai fornitori³⁷, 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 Modern Slavery Statement³⁸ e nella Posizione sui "Conflict minerals"³⁹.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti** prevedendo opportune misure di gestione. A tal fine, nel corso del 2018 sono stati svolti gli "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) in Mozambico e Angola, oltre al follow-up di quello svolto in Myanmar nel 2016, per i quali Eni si è avvalsa del supporto del Danish Institute for Human Rights. È stato inoltre definito un modello di classificazione dei progetti di business per determinare il livello di rischio di impatto sociale e sui diritti umani associato, in base al quale vengono avviati opportuni approfondimenti, tra cui gli stessi HRIA.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights. Eni ha progettato un insieme coerente di regole, processi e strumenti per garantire che: (i) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati in base a criteri afferenti i diritti umani; (ii)

i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (iii) gli operatori e i supervisori della sicurezza ricevano formazione adeguata; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali.

A complemento di tutte le azioni intraprese per assicurare il rispetto dei diritti umani, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di eventuali segnalazioni, anche in forma anonima, da parte di dipendenti o terzi.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2018 è proseguito il programma di formazione sui diritti umani (dopo la campagna massiva svoltasi tra il 2016 e il 2017) con specifiche iniziative di follow-up per approfondimenti tematici che continueranno nel 2019 congiuntamente alla campagna per la famiglia professionale degli approvvigionamenti. Inoltre, è stato reso disponibile il corso "Sostenibilità e integrazione con il business" in lingua inglese e francese a tutti i dipendenti Eni, per un totale di circa 7.100 iscrizioni. Nel 2018, i corsi e-learning hanno trattato il tema dei diritti umani in riferimento a: rapporti con le comunità (140 persone), posto di lavoro (circa 1.740 persone) e security (207 persone), destinati a diversi target di dipendenti a seconda del contenuto dei moduli formativi. Il tema dei diritti umani & security è poi regolarmente affrontato in tutti i percorsi formativi rivolti al personale di sicurezza, quali workshop per i Security Manager e Security Officer di nuova nomina, formazione e-learning generica e specifica. 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 96%.

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 2018, la sessione formativa è stata svolta a Tunisi ed è stata indirizzata agli operatori privati di Security che svolgono la loro attività presso i siti direzionali ed operativi di Eni.

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2018 è stata completata l'istruttoria su 79 fascicoli, di cui 31⁴⁰ includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relativi a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 34 asserzioni: per 9 sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati e sono state intraprese azioni per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relativi a implementazione e rafforzamento di controlli in essere, interventi di sensibilizzazione 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 21 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

[36] Si rimanda alla sezione "Persone" a pag. 118-120.

[37] Nel 2018 redatto un draft del documento ed avviata una campagna pilota, in Italia e all'estero, che si è conclusa con buona risposta dei fornitori.

[38] In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015.

[39] In adempimento alla normativa della US SEC.

[40] Tutti relativi a società consolidate con il metodo integrale.

Principali indicatori di performance

		2018	2017	2016
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	10.653	7.805	88.874
In classe		164	52	354
Distance		10.489	7.753	88.520
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(a)	(%)	91	74	-
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani	(numero)	73	308 ^(b)	53
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ^(c)	(%)	96	88	83
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		90	88	91
Fascicoli di segnalazioni ^(d) [asserzioni] ^(e) afferenti il rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno ^(f)	(numero)	31 [34]	29 [32]	36
Asserzioni fondate		9	3	11
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		9	9	6
Asserzioni non fondate/generiche		16	20	19

(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 delle risorse di security formate sui diritti umani, in alcuni casi anche significative, che si possono rilevare 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.

(d) 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.

(e) Per l'anno 2016 il dato rappresentato si riferisce ai fascicoli e non alle asserzioni.

(f) I dati relativi agli anni 2016 e 2017 includono alcuni casi riferiti a società non consolidate integralmente:

- 2016: 1 fascicolo non fondato con adozione di azioni di miglioramento;

- 2017: 1 fascicolo con un 1 asserzione non fondata/generica.

 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, 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 2018, oltre 5.000 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). Per il 19% di questi fornitori sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento, tali comunque da non compromettere, nel 91% dei casi, la possibilità di farvi ricorso, mentre per il restante 9% dei fornitori oggetto di verifica le criticità rilevate hanno comportato l'interruzione protempore dei rapporti con Eni. Nel 2018 sono infatti state rilevate criticità e/o aree di miglioramento su 1.008 fornitori, di cui per 95 la valutazione in fase di qualifica ha avuto esito negativo (es. non qualifica) oppure per cui Eni ha emesso un provvedimento ostativo (monitoraggio, stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica); il dato 2018 relativo ai fornitori con cui sono stati interrotti i rapporti, in calo rispetto agli anni precedenti, riflette il minor numero di inchieste per illecito che hanno interessato fornitori Eni nel corso dell'anno. 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

		2018	2017	2016
Numero fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	5.184	5.055	5.171
di cui: numero fornitori con criticità/aree di miglioramento		1.008	1.248	1.336
di cui: numero fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		95	65	131
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100%	100%	100%

Trasparenza e lotta alla corruzione



Eni aderisce al Global Compact che incoraggia le aziende aderenti ad allineare le attività a dieci principi universalmente riconosciuti in termini di diritti umani, lavoro, ambiente, trasparenza, lotta alla corruzione e a contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle Nazioni Unite (SDGs).

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 fin dal 1998, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e del Modello 231. 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 CdA⁴¹, sia la Management System Guideline⁴² che tutti gli altri strumenti normativi anti-corruzione emessi alla controllante.

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. Al 31 dicembre 2018, Eni è stata sottoposta a due audit di sorveglianza, conclusi entrambi con esito positivo.

Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni, sin dal 2010, è stata costituita una struttura organizzativa ad hoc, l'unità anti-corruzione, incaricata di fornire supporto specialistico alle linee di business e alle società controllate in Italia e all'estero. Questa unità 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, costruiti su format interattivi, vengono effettuati in base all'indice stilato annualmente da Transparency International (Corruption Perception Index) e alla presenza Eni nelle singole realtà. Tali 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. Nel corso del 2018 è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni per il rischio di corruzione sulla base dei driver di rischiosità quali: Paese, qualifica, famiglia professionale e numero di dipendenti del sito, al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative. Il roll-out applicativo della metodologia è previsto nel corso del 2019. Inoltre, nel corso del 2018 è stata realizzata un'iniziativa di comunicazione sulla intranet aziendale denominata "Compliance Tips", al fine di promuovere a tutti i livelli la diffusione della cultura della compliance in cui sono

state affrontate possibili situazioni a rischio in cui potrebbe incorrere un dipendente.

Inoltre, 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.

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 dell'impegno di Eni per migliorare la governance e la trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un buon uso delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)⁴³.

L'adesione all'EITI è un valore per Eni nonostante dal 2017 la società pubblichi la "Relazione sui pagamenti ai governi" in ottemperanza agli obblighi di reporting introdotti alla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive). Inoltre, il 24 maggio 2018 il CdA ha approvato le Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy) che definiscono gli impegni Eni in materia di trasparenza fiscale finalizzati all'assolvimento delle imposte nei diversi Paesi dove si genera il valore in modo coerente con la lettera e con lo spirito delle leggi in vigore, in linea con le raccomandazioni OCSE, in tema di contrasto all'evasione fiscale e allo spostamento dei profitti verso Paesi a bassa fiscalità (Base Erosion and Profit Shifting) delle Multinational Enterprises.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2018 sono stati svolti, in 13 Paesi, 32 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione che hanno confermato nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2018 è proseguita la campagna di formazione e-learning sui temi anti-corruzione finalizzata a formare tutta la popolazione aziendale; tali campagne stanno progressivamente andando a regime, assicurando così la totale copertura in termini di formazione per tutte le persone Eni. Nel 2018, tale campagna ha raggiunto 2.844 dipendenti, di cui il 32% rappresentato da figure manageriali e con una copertura che rispecchia la presenza di Eni nei territori in cui opera: 41% in Italia, 29% in Africa, 17% in Asia, 11% nel resto d'Europa e il 2% nelle Americhe.

Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e, nei Paesi aderenti, contribuisce annualmente alla preparazione dei Report e, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Mozambico, Timor Est, Ghana e UK. In Kazakhstan, 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.

[41] 0 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] Iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo.

Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione	(numero)		32		36		33
E-learning per figure manageriali	(numero di partecipanti)	951	920	493	452	865	822
E-learning per altre risorse		1.950	1.924	1.857	1.736	9.364	8.952
Workshop generale		1.765	1.765	1.434	1.329	1.269 ^(a)	
Job specific training		1.461	1.461	1.539	1.503	1.214 ^(a)	
Paesi in cui Eni supporta i Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	8		9		8	

(a) Il dato include un esiguo numero di risorse Eni appartenenti a società non rientranti nel perimetro di consolidamento con il metodo integrale che non è possibile scorporare dal dato consolidato.

PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE: MODELLO DI COOPERAZIONE



Da sempre il tratto distintivo di Eni è caratterizzato dalla volontà di rispondere alle necessità di sviluppo dei Paesi in cui opera, interagendo su base continuativa con le istituzioni e gli stakeholder locali. Affinché questo si realizzi, Eni ha adottato un approccio sistematico e applicabile nelle diverse fasi del business in ogni realtà operativa. Negli ultimi anni Eni ha assicurato che dalle fasi di negoziazione, all'esplorazione, fino a tutti i processi operativi incluso il decommissioning, ci fossero strumenti adeguati per conoscere il contesto socio-economico locale, anche in relazione ai diritti umani, e per gestire le richieste degli stakeholder nonché i bisogni delle comunità. Grazie a questi strumenti è possibile definire un piano di interventi nel territorio strutturato che assicuri l'integrazione sia delle esigenze locali che delle indicazioni contenute nei piani di sviluppo nazionali, nell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e nei National Determined Contributions (NDCs).

La strategia di supporto allo sviluppo del territorio pone la persona al centro e si basa sulla valorizzazione delle risorse energetiche dei Paesi e sulla definizione di iniziative volte a migliorare le condizioni di vita delle comunità locali. Lo sviluppo delle fonti energetiche è l'obiettivo del modello di business di Eni e prevede la costruzione di infrastrutture per la produzione e il trasporto di gas sia per l'esportazione, sia per il consumo domestico, e la costruzione di impianti off-grid e on-grid per la produzione di energia elettrica. Sostenere lo sviluppo sulla base delle necessità locali, in sinergia con gli obiettivi di business in un'ottica di lungo termine e minimizzare le lacune socio-economiche coinvolgendo tutti gli stakeholder, oggi significa affrontare eventi sempre più complessi e globali come cambiamenti climatici e fenomeni migratori che richiedono di estendere il raggio di azione oltre l'"area operativa" degli impianti.

Per affrontare queste sfide, attuali e future, il modello di cooperazione di Eni prevede tre direttrici:

1. Community investment: Eni promuove un ampio portafoglio di iniziative per migliorare le condizioni di vita delle persone attraverso interventi di diversificazione economica quali lo sviluppo di progetti agricoli, di micro-imprenditorialità, micro credito o progetti infrastrutturali, interventi di promozione dell'educazione, di accesso all'acqua, di tutela della salute quali il potenziamento dei servizi di salute pubblica e attività di sensibilizzazione e responsabilizzazione delle popolazioni beneficiarie.

2. Partnership Pubblico Privato: in coerenza con l'accordo di Addis Abeba "Financing for development" del 2015, Eni ha avviato collaborazioni con organizzazioni per la cooperazione allo sviluppo per mettere a fattor comune risorse non solo economiche ma anche in termini di abilità, know-how ed esperienza. In particolare, nel 2018 Eni ha attivato partnership pubblico-privato con l'United Nations Development Programme (UNDP), per contribuire allo sviluppo sostenibile e favorire il raggiungimento degli SDGs, in particolare l'accesso universale all'energia entro il 2030, azioni volte a combattere i cambiamenti climatici e la protezione, il ripristino e l'uso sostenibile dell'ecosistema terrestre e con la Food and Agricultural Organization (FAO) per l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria.

3. Monitoraggio e valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti della presenza sul territorio: Eni, per misurare gli impatti e i benefici delle proprie iniziative ed amplificarne gli effetti, ha sviluppato in collaborazione con il Politecnico di Milano due strumenti: il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) e l'Eni Impact Tool⁴⁴.

(44) 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.

Un ulteriore strumento per la relazione con il territorio è lo Stakeholder Management System, dedicato alla mappatura, gestione e al monitoraggio delle relazioni con i propri stakeholder nei Paesi di presenza e la gestione dei grievance in tutte le fasi del business, al fine di garantire la presa in carico di tutti i suggerimenti degli stakeholder, fornire adeguate risposte e prevenire potenziali fattori di rischio. Tale mappatura include, dal 2018, anche popolazioni indigene ubicate nelle vicinanze di operazioni e progetti operati.

Tra le attività di monitoraggio vengono incluse anche analisi atte a misurare la percentuale di speso verso fornitori locali presso alcune rilevanti consociate estero upstream. La percentuale di speso 2018 verso fornitori locali, in questi Paesi, è pari a circa il 33%.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2018, la spesa complessiva di community investment ammonta a circa €94,8 milioni (quota Eni), di cui circa il 98% nell'ambito delle

attività upstream. In Asia sono stati spesi circa €21,9 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 €46,7 milioni, di cui €43,9 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito della formazione professionale e nella realizzazione di infrastrutture scolastiche (al netto della spesa per resettlement). Sono stati investiti circa €32,4 milioni in attività di sviluppo infrastrutturale, di cui €13,4 milioni in Africa e €15,2 milioni in Asia. Sul tema della salute, nel 2018, il settore upstream, al fine di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 20 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 7 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment). Sono stati inoltre svolti 3 studi di HRIA (Human Rights Impact Assessment)⁴⁵. Il numero totale di grievance ricevuti è 193, di cui 138 casi sono stati risolti e chiusi. In particolare, in Ghana sono stati chiusi il 97% dei reclami.

Principali indicatori di performance

	2018		2017		2016	
	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente
(milioni di euro)						
Community investment ^(a)	94,8	73,9	70,7	66,8	64,2	60,3
di cui: infrastrutture	32,4	29,6	22,1	22,1	23,3	23,3

[a] Il dato include le attività di resettlement, pari a €19,1 milioni nel 2018.

[45] Si rimanda alla sezione "Diritti umani" a pag. 124-126 per approfondimenti.

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Per Eni i temi materiali di sostenibilità rappresentano quegli aspetti prioritari, per l'azienda e i propri stakeholder, che identificano le sfide

e le opportunità chiave dell'intero ciclo delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

Processo di definizione dei temi materiali

La definizione dei temi materiali di sostenibilità per Eni si basa su un processo di identificazione e prioritizzazione che tiene in considerazione:

1

ANALISI DI SCENARIO

Temi emergenti dal contesto di attività e stato di avanzamento rispetto al Piano Strategico. L'analisi è presentata ogni anno al Comitato Sostenibilità e Scenari e approvata dal CdA di Eni.

2

RISULTATI DEL RISK ASSESSMENT

Principali rischi che includono potenziali impatti ambientali, sociali, reputazionali e sulla salute e sicurezza. Questi sono sottoposti trimestralmente al CdA dall'AD.

3

PROSPETTIVA DEGLI STAKEHOLDER

Temi prioritari di sostenibilità secondo i diversi stakeholder⁴⁶ di Eni.

I temi identificati, prioritizzati a seconda delle diverse linee di business, sono alla base dell'elaborazione del Piano Strategico quadriennale e della reportistica non finanziaria (Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ed Eni for). Successivamente, sulla base del Piano Strategico, sono definiti gli obiettivi manageriali (MBO) di sostenibilità attribuiti a tutti i dirigenti. I temi

materiali sono quindi presentati al Comitato di Direzione, Comitato Sostenibilità e Scenari, e portati in informativa al CdA all'inizio del processo di reporting.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2018 ai quali sono stati associati gli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

I TEMI MATERIALI 2018



PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, biocarburanti e chimica verde

SDGs: 7 - 9 - 12 - 13 - 17

INNOVAZIONE TECNOLOGICA

SDGs: 7 - 9 - 12 - 13 - 17



MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE

Occupazione e Diversità e Inclusione
Formazione
Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità

SDGs: 3 - 4 - 5 - 8

SICUREZZA

Sicurezza delle persone e asset integrity

SDGs: 3 - 8 - 11

RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

Risorsa idrica, biodiversità e oil spill

SDGs: 3 - 6 - 12 - 14 - 15

DIRITTI UMANI

Diritti dei lavoratori e delle comunità locali,
Catena di fornitura e Security

SDGs: 4 - 8 - 10 - 16 - 17

INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS

Trasparenza e Lotta alla corruzione

SDGs: 10 - 16 - 17



PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE: MODELLO DI COOPERAZIONE

ACCESSO ALL'ENERGIA

SDGs: 7 - 9 - 10 - 17

SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE

Diversificazione economica, Educazione e Formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute

SDGs: 2 - 3 - 4 - 6 - 8 - 10 - 17

LOCAL CONTENT

SDGs: 4 - 8 - 9

[46] Identificati secondo le linee guida dello standard GRI, dell'Accountability AA1000 e dell'International Finance Corporation.

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), che rappresentano lo standard di rendicontazione adottato, 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 2018 del Gruppo Eni. Tutti i dati si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate integralmente. Inoltre, per i dati sicurezza, ambiente, clima, segnalazioni, formazione anti corruzione e community investment è stata affiancata una vista addizionale in linea con altri documenti societari e in continuità con il passato. I dati sicurezza, ambiente e clima considerano le società significative dal punto di vista degli impatti HSE, con duplice vista: il dato delle sole società

consolidate integralmente come richiesto dal Decreto e il dato inclusivo delle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni⁴⁷. L'obiettivo, oltre a dare continuità al passato in coerenza agli obiettivi prefissati, è rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. I commenti ai dati sicurezza, ambiente e clima si riferiscono al perimetro inclusivo delle società su cui Eni ha il controllo delle operazioni. 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 2016-2018. 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: i GHG comprendono le emissioni di CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O; il Global Warming Potential utilizzato è 25 per il CH ₄ e 298 per l'N ₂ O. Nel corso del 2019 l'inventario Eni sarà certificato secondo ISAE3000/3410. 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 indirette Scope 2 sono relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e comprendono i contributi di CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Numeratore: emissioni di GHG dirette (Scope 1) e comprendono CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O. 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 ₂ eq) 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 è 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 tali indici il numeratore rappresenta il consumo di fonti primarie e acquisti di energia elettrica e/o vapore.
 PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
OCCUPAZIONE	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti.
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.
SENIOR MANAGER E MANAGER LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di senior manager + manager locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.

[47] Questa vista include le seguenti società non consolidate integralmente ritenute significative dal punto di vista degli impatti HSE: Mozambique Rovuma Venture SpA, Agiba Petroleum Co, Cardón IV SA, Groupment Sonatrach-Agip, InAgip doo, Karachaganak Petroleum Operating BV, Llc "Westgasinvest", Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, United Gas Derivatives Co, Virginia Indonesia Co Llc, Costiero Gas Livorno SpA, Petroven Srl, Servizio Fondo Bombole Metano SpA, Esacontrol SA, Tecnoesa SA, Oleoduc du Rhone SA, 000 Eni-Nefto, Eni Gas Transport Services Srl, Versalis Congo Sarlu, Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi, Versalis Pacific (India) Private Limited, Società EniPower Ferrara Srl, EniProgetti Egypt Ltd.

KPI	METODOLOGIA
SICUREZZA	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: indice di frequenza 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 fortunate 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 2018 in Eni sono individuati nelle seguenti tipologie di attività: • lavori in quota: espongono i lavoratori al rischio di cadute dall'alto, che in Eni si manifestano soprattutto per i lavori che richiedono l'utilizzo di un ponteggio o che prevedono il sollevamento di lavoratori tramite utilizzo di imbracatura di sicurezza (man rigging); • movimentazione dei carichi: espongono i lavoratori ad urti, schiacciamenti, cadute dall'alto o sullo stesso piano principalmente durante il sollevamento di materiale e lo spostamento sullo stesso piano di materiali di vario tipo.
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: (i) dovute ad esposizione ad agenti chimici: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue; (ii) dovute ad esposizione ad agenti biologici: malaria; (iii) dovute ad esposizione ad agenti fisici: ipoacusie.
 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): calcolato identificando le concessioni attive nazionali e internazionali, operate o in joint venture, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2018) che si sovrappongono ad una o più aree protette o prioritarie per la biodiversità (dati messi a disposizione di Eni da "World Database on Protected Areas" ultimo aggiornamento a dicembre 2018, e "World Database of Key Biodiversity Areas" ultimo aggiornamento a giugno 2018, nel quadro dell'adesione Eni alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC) in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si sovrappongono ad aree protette e/o KBA. Numero di siti adiacenti ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA): concessioni per le quali l'analisi di sovrapposizione sopra descritta non ha confermato la presenza di siti operativi (sviluppo/produzione) sovrapposti ad aree protette o prioritarie per la biodiversità, rilevando il loro posizionamento al di fuori di tali aree. 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.
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.
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. Compresa emissione di NO ed NO₂, escluso N₂O. SO_x: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. NMVO: 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.
 FORNITORI	
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti da Eni SpA, Eni Ghana e Eni Pakistan; 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 e Eni Pakistan.

KPI	METODOLOGIA

LOTTA ALLA CORRUZIONE

FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	E-learning per figure manageriali: corsi on-line rivolti a figure manageriali.
	E-learning per altre risorse: corsi on-line rivolti a risorse non manageriali.
	Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale a rischio corruzione.
	Job specific training: eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali a rischio corruzione.

COMUNITÀ

SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2018 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): 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. La rosa dei Paesi ai quali si riferisce l'indicatore di spesa sarà ampliata a partire dal 2019.
GRIEVANCE	Reclami o lamentele sollevati da un individuo - o un gruppo di individui - relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

Tabella di correlazione tra temi materiali di sostenibilità per Eni e gli standard GRI

	TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ	GRI STANDARDS	PERIMETRO INTERNO	PERIMETRO ESTERNO E LIMITAZIONI
PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	Contrasto al cambiamento climatico Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e Chimica verde	GRI 201 Economic Performance GRI 305 Emissions	✓	Fornitori e clienti (RNEF ¹ ; RNEC ²)
		GRI 302 Energy	✓	
	Innovazione tecnologica	-	✓	
MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA	Persone Occupazione, Diversità e inclusione Formazione Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	GRI 202 Market presence GRI 401 Employment GRI 403 Occupational H&S GRI 404 Training and Education GRI 405 Diversity of governance bodies and employees	✓	
	Sicurezza Sicurezza delle persone e asset integrity	GRI 403 Occupational H&S	✓	Fornitori
	Riduzione degli impatti ambientali Risorsa idrica Biodiversità Oil spill	GRI 303 Water GRI 304 Biodiversity GRI 306 Effluents and Waste GRI 307 Environmental compliance	✓	
	Diritti umani Diritti dei lavoratori e delle comunità locali Catena di fornitura Security	GRI 406 Non-Discrimination GRI 410 Security Practices GRI 412 Human Rights Assessment GRI 414 Supplier Social Assessment	✓	Forze di sicurezza locali e Fornitori (RNEF ¹)
	Integrità nella gestione del business Trasparenza e lotta alla corruzione	GRI 205 Anti-corruption	✓	Fornitori (RPEF ³)
PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE	Accesso all'energia, Sviluppo locale attraverso Partnership pubblico-private Diversificazione economica Educazione e formazione Accesso all'acqua e all'igiene Salute	GRI 203 Indirect Economic Impacts GRI 413 Local Communities	✓	
	Local content	GRI 204 Procurement Practices	✓	Fornitori (RNEF ¹)

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.

(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.

(3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA
Profilo dell'Organizzazione		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 3
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 3
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, retro cover https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/azionisti.page
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 3
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 12-13 DNF, pag. 120; 131
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pag. 120; 131
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 126
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 152-155; 367
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 20-23
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 15
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 15
Strategia		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 7-11
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 20-23; 95-108
Etica e integrità		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 2; 4-5; 29 DNF, pag. 112
Governance		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 24-29
Coinvolgimento degli stakeholder		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 14-15
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pag. 120; 131
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 14-15
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 14-15
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 14-15
Pratiche di reporting		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 344-367 DNF, pag. 131
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pag. 130; 133
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pag. 130; 133
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pag. 117; 124; 131
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pag. 130; 133
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 131
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it_IT/documentazione.page
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 131
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, pag. 131; 134-136
102-56	Attestazione esterna	DNF, pag. 137-139

Specific Standard disclosures

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION	
CATEGORIA: PERFORMANCE ECONOMICA				
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-114; 130; 133		
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 22-23; 104-108; DNF, pag. 114-117		
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 118-120; 130-131; 133		
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pag. 119-120; 131		
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 128-130; 133		
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 129		
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 128-130; 133		
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pag. 128-129; 133		
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 127-130; 133		
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pag. 127-128; 133		
CATEGORIA: PERFORMANCE AMBIENTALE				
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 114-117; 130-131; 133		
302-3	Intensità energetica	DNF, pag. 116-117; 131		
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 132-133		
303-1	Prelievi idrici	DNF, pag. 123-124; 132		
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 132-133		
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pag. 123; 132	La disclosure sulla biodiversità è limitata alla sola linea di business upstream.	
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 114-117; 130-131; 133		
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pag. 116-117; 131		
305-4	Intensità emissiva	DNF, pag. 116-117; 131		
Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 132-133		
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pag. 123-124; 132		
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pag. 123-124; 132		
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 133		
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 211-215		
CATEGORIA: PERFORMANCE SOCIALE				
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 112-113; 118-120; 130-131; 133		
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pag. 119-120; 131		
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)		DNF, pag. 112-113; 118-121; 130; 132-133		
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pag. 121; 132		
403-10	Malattie professionali	DNF, pag. 119-120; 132		

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
Formazione e istruzione - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-113; 118-120; 130-131; 133	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pag. 119-120; 131	
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-113; 118-120; 130; 133	
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pag. 119-120	
Non discriminazione - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-113; 124-126; 130; 133	
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pag. 125-126	
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-113; 124-126; 130; 133	
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pag. 125-126	
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-113; 124-126; 130; 133	
412-2	Formazione sul tema Diritti umani	DNF, pag. 125-126	
Comunità locali - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-113; 128-130; 133	
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pag. 128-129	
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-113; 126; 130; 132-133	
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pag. 126; 132	
CATEGORIA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA			
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione { 103-1; 103-2; 103-3 }		DNF, pag. 112-117; 130; 133	

Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016 n. 254 e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267 18 gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione della
Eni S.p.A.

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 del 18 gennaio 2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni S.p.A. e sue controllate (di seguito "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 predisposta ex articolo 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2019 (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 ai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti dal GRI - *Global Reporting Initiative* (di seguito "GRI Standards"), da essi individuato 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.

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.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



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'articolo 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 al 31 dicembre 2018;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
 - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'articolo 3 del Decreto;
 - politiche praticate dal Gruppo connesse ai temi indicati nell'articolo 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
 - principali rischi generati o subito connessi ai temi indicati nell'articolo 3 del Decreto.

Relativamente a tali aspetti sono stati inoltre effettuati i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e sono state effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lettera 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 S.p.A. e con il personale della Vår Energi AS (già Eni Norge AS), Eni Ghana Exploration and Production Ltd e Versalis S.p.A. ed 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 gruppo
 - 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 sia limitate verifiche per accertare, su base campionaria, la corretta aggregazione dei dati.
- per la Eni S.p.A. (sito produttivo di Torrente Tona del Distretto Centro Settentrionale - DICS e raffineria di Taranto), la Versalis S.p.A. (sito produttivo di Priolo), la Vår Energi AS (sito produttivo di Goliat offshore), la Eni Ghana Exploration and Production Ltd (sito produttivo di John Agyekum Kufur offshore), 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 2018 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.

Altri aspetti

Con riferimento all'esercizio chiuso il 31 dicembre 2016, il Gruppo ha predisposto il documento "Eni for", i cui dati sono utilizzati a fini comparativi all'interno della DNF. Detto documento è stato sottoposto in via volontaria ad un esame limitato in conformità all'ISAE 3000 da parte nostra, sul quale abbiamo espresso delle conclusioni senza rilievi.

Roma, 5 aprile 2019

EY S.p.A.

Riccardo Rossi
(Socio)

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 2018 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 55 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 2018 le prescrizioni regolamentari

dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

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 0,00647.
- | **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 NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- | **Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. 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 H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- | **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.
- | **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono: anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) ed esafluoruro di zolfo (SF₆). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa.
- | Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta. Le emissioni di GHG sono riportate in CO₂ equivalente (CO₂eq), unità di misura che esprime l'impatto sul riscaldamento globale dato da una certa quantità di gas serra, rispetto alla stessa quantità del principale gas climalterante, l'anidride carbonica (CO₂). Le emissioni Eni sono riportate in CO₂eq in quanto comprendono, oltre all'anidride carbonica, altri gas climalteranti quali il metano (CH₄) ed il protossido di azoto (N₂O), rispettivamente caratterizzati da un fattore di conversione pari a 25 e 298 (fonte IPCC).
- | **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.
- | **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.
- | **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffineria 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 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.
- | **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'instestazione 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.

| **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 2018

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

143 | BILANCIO CONSOLIDATO

Schemi di bilancio	144
Note al bilancio consolidato	152
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	243
Attestazione del management	258
Relazione della Società di revisione	259

265 | BILANCIO DI ESERCIZIO

343 | ALLEGATI

STATO PATRIMONIALE

		31.12.2018		31.12.2017	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	10.836		7.363	
Attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.552		6.012	
Attività finanziarie disponibili per la vendita				207	
Altre attività finanziarie correnti	(15)	300	49	316	73
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	14.101	633	15.421	834
Rimanenze	(8)	4.651		4.621	
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)	191		191	
Attività per altre imposte correnti	(9)	561		729	
Altre attività correnti	(10) (23)	2.258	71	1.573	30
		39.450		36.433	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	60.302		63.158	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	1.217		1.283	
Attività immateriali	(12)	3.170		2.925	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(14)	7.044		3.511	
Altre partecipazioni	(14)	919		219	
Altre attività finanziarie non correnti	(15)	1.253	915	1.675	1.214
Attività per imposte anticipate	(22)	3.931		4.078	
Altre attività non correnti	(10) (23)	792	160	1.323	46
		78.628		78.172	
Attività destinate alla vendita	(24)	295		323	
TOTALE ATTIVITÀ		118.373		114.928	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	2.182	661	2.242	164
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	3.601		2.286	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	16.747	3.664	16.748	2.808
Passività per imposte sul reddito correnti	(9)	440		472	
Passività per altre imposte correnti	(9)	1.432		1.472	
Altre passività correnti	(17) (23)	3.980	63	1.515	60
		28.382		24.735	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	20.082		20.179	
Fondi per rischi e oneri	(20)	11.886		13.447	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.117		1.022	
Passività per imposte differite	(22)	4.272		5.900	
Altre passività non correnti	(17) (23)	1.502	23	1.479	23
		38.859		42.027	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(24)	59		87	
TOTALE PASSIVITÀ		67.300		66.849	
PATRIMONIO NETTO	(25)				
Interessenze di terzi		57		49	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		36.702		35.966	
Riserve per differenze cambio da conversione		6.605		4.818	
Altre riserve		1.672		1.889	
Azioni proprie		(581)		(581)	
Acconto sul dividendo		(1.513)		(1.441)	
Utile (perdita) dell'esercizio		4.126		3.374	
Totale patrimonio netto di Eni		51.016		48.030	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		51.073		48.079	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		118.373		114.928	

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2018		2017		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[28]						
Ricavi della gestione caratteristica		75.822	1.383	66.919	1.567	55.762	1.238
Altri ricavi e proventi		1.116	8	4.058	41	931	74
Totale ricavi		76.938		70.977		56.693	
COSTI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	[29]	[55.622]	[8.009]	[51.548]	[9.164]	[43.278]	[8.212]
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	[7]	[415]	26	[913]		[846]	
Costo lavoro	[29]	[3.093]	[22]	[2.951]	[34]	[2.994]	[24]
Altri proventi (oneri) operativi	[23]	129	319	[32]	331	16	247
Ammortamenti	[11] [12]	[6.988]		[7.483]		[7.559]	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	[13]	[866]		225		475	
Radiazioni	[11] [12]	[100]		[263]		[350]	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		9.983		8.012		2.157	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	[30]	3.967	115	3.924	191	5.850	157
Oneri finanziari	[30]	[4.663]	[283]	[5.886]	[4]	[6.232]	[145]
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	[30]	32		[111]		[21]	
Strumenti finanziari derivati	[23]	[307]		837		[482]	27
		[971]		[1.236]		[885]	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[14] [31]						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		[68]		[267]		[326]	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		1.163		335		[54]	
		1.095		68		[380]	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		10.107		6.844		892	
Imposte sul reddito	[32]	[5.970]		[3.467]		[1.936]	
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		4.137		3.377		[1.044]	
Utile (perdita) dell'esercizio - Discontinued operations						[413]	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		4.137		3.377		[1.457]	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		4.126		3.374		[1.051]	
- discontinued operations						[413]	
		4.126		3.374		[1.464]	
Interessenze di terzi:							
- continuing operations		11		3		7	
- discontinued operations							
		11		3		7	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	[33]						
- semplice		1,15		0,94		[0,41]	
- diluito		1,15		0,94		[0,41]	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)	[33]						
- semplice		1,15		0,94		[0,29]	
- diluito		1,15		0,94		[0,29]	

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2018	2017	2016
Utile (perdita) dell'esercizio		4.137	3.377	(1.457)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(15)	(33)	16
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	15		
Effetto fiscale	(25)	(2)	29	(35)
		(2)	(4)	(19)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		1.787	(5.573)	1.198
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(25)		(5)	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	(243)	(6)	883
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	(24)	69	32
Effetto fiscale	(25)	58	1	(220)
		1.578	(5.514)	1.889
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1.576	(5.518)	1.870
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		5.713	(2.141)	413
Di competenza Eni:				
- continuing operations		5.702	(2.144)	819
- discontinued operations				(413)
		5.702	(2.144)	406
Interessenze di terzi:				
- continuing operations		11	3	7
- discontinued operations				
		11	3	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

	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	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
(€ milioni)											
Saldi al 31 dicembre 2017	(25)	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)	(3)		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 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 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 DEL PATRIMONIO NETTO**

	Note	Patrimonio netto di Eni								Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utile relativo a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
(€ milioni)											
Saldi al 31 dicembre 2016	(25)	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 complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(4)				(4)		(4)
					(4)				(4)		(4)
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			(5.575)	2				(5.573)		(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(25)				(4)				(4)		(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(6)				(6)		(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				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)	(25)						1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(25)						(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	(25)	4.005	35.966	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079

segue **PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO**

	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 (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	51.985	9.129	1.173	(581)	(1.440)	(8.778)	55.493	1.916	57.409
Utile (perdita) dell'esercizio							(1.464)	(1.464)	7	(1.457)
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				(19)				(19)		(19)
				(19)				(19)		(19)
Componenti riclassificabili a conto economico										
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			1.190	8				1.198		1.198
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				663				663		663
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				32				32		32
			1.190	699				1.889		1.889
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			1.190	680			(1.464)	406	7	413
Operazioni con gli azionisti										
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2015 di €0,40 per azione)		(1.028)				1.440	(1.852)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)						(1.441)		(1.441)		(1.441)
Attribuzione del dividendo di altre società									(4)	(4)
Destinazione perdita residua 2015		(10.630)					10.630			
		(11.658)				(1)	8.778	(2.881)	(4)	(2.885)
Altri movimenti di patrimonio netto										
Esclusione dall'area di consolidamento del gruppo Saipem per cessione del controllo									(1.872)	(1.872)
Rigiro effetti relativi alle discontinued operations		(8)		(20)				(28)		(28)
Altre variazioni		48		(1)				47	2	49
		40		(21)				19	(1.870)	(1.851)
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	40.367	10.319	1.832	(581)	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2018	2017	2016
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		4.137	3.377	(1.044)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(11) (12)	6.988	7.483	7.559
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	(13)	866	(225)	(475)
Radiazioni	(11) (12)	100	263	350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(14) (31)	68	267	326
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(474)	(3.446)	(48)
Dividendi	(31)	(231)	(205)	(143)
Interessi attivi		(185)	(283)	(209)
Interessi passivi		614	671	645
Imposte sul reddito	(32)	5.970	3.467	1.936
Altre variazioni		(474)	894	(9)
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		15	(346)	(273)
- crediti commerciali		334	657	1.286
- debiti commerciali		642	284	1.495
- fondi per rischi e oneri		(238)	96	(1.043)
- altre attività e passività		879	749	647
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.632	1.440	2.112
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		109	38	22
Dividendi incassati		275	291	212
Interessi incassati		87	104	160
Interessi pagati		(609)	(582)	(780)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(5.226)	(3.437)	(2.941)
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.647	10.117	7.673
- di cui verso parti correlate	(36)	(2.707)	(2.843)	(3.749)
Investimenti:				
- attività materiali	(11)	(8.778)	(8.490)	(9.067)
- attività immateriali	(12)	(341)	(191)	(113)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)	(119)		
- partecipazioni	(14)	(125)	(510)	(1.164)
- titoli		(432)	(316)	(1.336)
- crediti finanziari		(554)	(657)	(1.208)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		408	152	(8)
Flusso di cassa degli investimenti		(9.941)	(10.012)	(12.896)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		1.089	2.745	19
- attività immateriali		5	2	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)	(47)	2.662	(362)
- imposte pagate sulle dismissioni			(436)	
- partecipazioni		195	482	508
- titoli		61	224	20
- crediti finanziari		496	999	8.063
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		606	(434)	205
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.405	6.244	8.453
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(7.536)	(3.768)	(4.443)
- di cui verso parti correlate	(36)	(3.314)	(3.115)	3.752

segue **RENDICONTO FINANZIARIO**

(€ milioni)	Note	2018	2017	2016
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	3.790	1.842	4.202
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(2.757)	(2.973)	(2.323)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	(713)	(581)	(2.645)
		320	(1.712)	(766)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.954)	(2.880)	(2.881)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(3)	(4)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.637)	(4.595)	(3.651)
- di cui verso parti correlate	(36)	16	(16)	(192)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			7	(5)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations				889
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		18	(72)	2
Flusso di cassa netto dell'esercizio		3.492	1.689	465
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	7.363	5.674	5.209
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio^(a)	(5)	10.855	7.363	5.674

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2018 comprendono €19 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

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto 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. 38/05². Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale avendo riguardo alle disposizioni IFRS applicabili.

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 2018, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2019, è sottoposto alla revisione contabile da parte della EY SpA. La EY 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 sulla base 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 imprese controllate, direttamente o indirettamente, da Eni SpA.

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 rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴.

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

(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 2018.

(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 successivo punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018".

valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. 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 rights and obligations) 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 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 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 2018", 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 contabile 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; 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"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad esempio, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto successivo "Attività materiali". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". 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) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata.

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 mantenuta⁸; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁹. 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.

[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.

[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.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long-term interest, 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.

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 value¹⁰, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, 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 competenza¹¹. 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.

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 l'equity method, 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 Gruppo¹². 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.

[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] 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 bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalente-

mente 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 2018	Cambi al 31 dicembre 2018	Cambi medi dell'esercizio 2017	Cambi al 31 dicembre 2017	Cambi medi dell'esercizio 2016	Cambi al 31 dicembre 2016
Dollaro USA	1,18	1,15	1,13	1,20	1,11	1,05
Sterlina inglese	0,88	0,89	0,88	0,89	0,82	0,86
Corona norvegese	9,60	9,94	9,33	9,83	9,29	9,09
Dollaro australiano	1,58	1,62	1,47	1,53	1,49	1,46

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

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 probabili, riserve possibili, 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 giustificare 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; diversamente, 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 l'accertamento di riserve certe e 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 le attività minerarie, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹³ 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.

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 Agreements 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 dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

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.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy back, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. 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. La stima delle riserve è influenzata, tra l'altro, dall'andamento dei prezzi delle commodity petrolifere di riferimento e dalla tipologia contrattuale sottostante le attività Oil & Gas. 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,

[13] Il periodo è inteso come il trimestre.

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. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi, passività e attività potenziali"¹⁴.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, sono iscritti, alla data di decorrenza del contratto, al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita, per ammontare corrispondente, al debito finanziario verso il locatore.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa 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 a quote costanti 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 su beni condotti in locazione sono ammortizzate lungo la vita utile delle migliorie

stesse o il minore periodo residuo di durata della locazione tenendo conto dell'eventuale periodo di rinnovo se il suo verificarsi dipende esclusivamente dal conduttore ed è virtualmente certo. 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.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

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.

L'attualizzazione è effettuata a 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 l'asset 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 in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questo settore/business rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore/business, 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. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi

[14] 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.

derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). 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 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 stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

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.

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 e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata 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. 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 recuperabile¹⁵, la differenza è oggetto di svalutazione che viene 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. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore¹⁶.

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 e oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione¹⁷.

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.

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.

RIINANENZE

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 (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

(15) Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

(16) La svalutazione 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.

(17) Le precedenti accounting policy 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 sono determinati in maniera attendibile; (ii) esiste un contratto che vincola il cliente per un determinato periodo; e (iii) è probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venga recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita ovvero, attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.

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: svalutazioni di attività non finanziarie

Le attività non finanziarie sono svalutate 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. 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'andamento futuro dei prezzi delle commodity, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. 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", nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle attività per imposte anticipate (v. anche punto "Imposte sul reddito") che richiede l'attivazione di complessi processi di stima per la determinazione dell'esistenza di redditi imponibili futuri adeguati.

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 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 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 FINANZIARI¹⁸

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; 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 svalutazioni¹⁹ (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.

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 (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.

(18) 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, 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 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). Per la descrizione delle precedenti accounting policy si fa rinvio alla Relazione Finanziaria Annuale 2017.

(19) I crediti e le altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

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, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti²⁰.

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 collegate e joint venture, rappresentativi nella sostanza di un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata considerando anche gli esiti delle iniziative industriali sottostanti e gli scenari macroeconomici dei Paesi in cui le partecipate operano.

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; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni". 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, vedi 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; 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; 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.

[20] Per le esposizioni derivanti da operazioni infragruppo, la capacità di recupero è assunta pari al 100% in considerazione della possibilità di intervento sul capitale delle partecipate per garantire la posizione in bonis delle stesse.

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"; diversamente, 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"). Diversamente, 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".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

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 ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, 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.

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. 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. Successivamente alla rilevazione iniziale, il valore dei fondi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è 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 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.

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, commerciali e fiscali. 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 programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi 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 programmi 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 azioni²¹. 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 (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 programmi 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

[21] 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.

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, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (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 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 CLIENTELA²²

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 vendute²³.

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 permuta 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 clientela, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi. 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, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissioni 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

[22] Per la descrizione delle precedenti accounting policy in materia di ricavi, si fa rinvio alla Relazione Finanziaria Annuale 2017.

[23] Le precedenti accounting policy (entitlement method) 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.

tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi".

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

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 alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". 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.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

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.

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 rile-

vate 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 forzata 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 massimizzano 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 bilancio²⁴

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura²⁵. 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; diversamente, 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.

[24] Con riferimento agli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 dei nuovi principi contabili, nonché alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, v. punto "Modifica dei criteri contabili".

[25] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 27 – Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

3 | Modifica dei criteri contabili

Con i Regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017 sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti" che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela (di seguito citati come IFRS 15).

L'IFRS 15 è stato adottato dal 1° gennaio 2018, 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 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, l'adozione dell'IFRS 15 ha comportato una riduzione del patrimonio netto di €49 milioni derivante da:

- (i) una variazione negativa di €103 milioni (€259 milioni al lordo dell'effetto fiscale) per il settore Exploration & Production, relativa alla rappresentazione dei ritiri di prodotto superiori o inferiori alla quota di spettanza nell'iniziativa mineraria (cd. lifting imbalance) con la rilevazione dei ricavi in base alle effettive quantità vendute (cd. sales method), anziché sulla base delle quote di spettanza (cd. entitlement method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute. L'adozione del sales method comporta inoltre che le posizioni di underlifting (prelievi inferiori alla quota di spettanza) e di overlifting (prelievi superiori alla quota di spettanza) rappresentate come crediti e debiti secondo l'entitlement method siano riclassificate nelle altre attività e passività;
- (ii) una variazione positiva di €60 milioni (€87 milioni al lordo dell'effetto fiscale) relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela del settore Gas & Power al netto del relativo ammortamento;
- (iii) una variazione negativa di €6 milioni delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

L'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9), omologato con il Regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016, è stato adottato a partire dal 1° gennaio 2018. Come consentito dalle disposizioni transitorie del principio contabile, anche in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment, delle attività finanziarie, sono stati rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

In particolare, l'adozione dell'IFRS 9 ha comportato un incremento del patrimonio netto di €294 milioni riferibile per €681 milioni all'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie precedentemente valutate al costo, parzialmente assorbito dalle maggiori svalutazioni per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model per €356 milioni di crediti commerciali e altri crediti (€427 milioni al lordo dell'effetto fiscale) e dalla riduzione del valore di iscrizione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto per €31 milioni.

Come indicato nel punto "Criteri di valutazione", relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, Eni si è avvalsa della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie, possedute al 1° gennaio 2018, come attività valutate al FVTOCI.

Inoltre, con riferimento alla classificazione e valutazione delle attività finanziarie, Eni si è avvalsa della possibilità di riclassificare il portafoglio di attività finanziarie precedentemente classificate come disponibili per la vendita, all'interno delle attività finanziarie valutate al FVTPL (€207 milioni), tenendo conto dei fatti e delle circostanze esistenti al 1° gennaio 2018.

Il breakdown degli effetti quantitativi e delle riclassifiche²⁶ sopracitati, derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2018²⁷, dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15, è di seguito riportato:

(€ milioni)	Dati al 31.12.2017	Applicazione IFRS 9	Applicazione IFRS 15	Riclassifiche	Totale effetti prima applicazione	Dati riesposti 01.01.2018
Voci di bilancio						
Attività correnti	36.433	(427)	(372)		(799)	35.634
- di cui: Attività finanziarie destinate al trading	6.012			207	207	6.219
- di cui: Attività finanziarie disponibili per la vendita	207			(207)	(207)	
- di cui: Altre attività finanziarie correnti	316					316
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	15.421	(427)	(372)	(466)	(1.265)	14.156
- di cui: Altre attività correnti	1.573			466	466	2.039
Attività non correnti	78.172	721	247		968	79.140
- di cui: Attività immateriali	2.925		87		87	3.012
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.511	(31)	(6)		(37)	3.474
- di cui: Altre partecipazioni	219	681			681	900
- di cui: Attività per imposte anticipate	4.078	71	166		237	4.315
Passività correnti	24.735		(113)		(113)	24.622
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	16.748		(113)	(1.330)	(1.443)	15.305
- di cui: Altre passività correnti	1.515			1.330	1.330	2.845
Passività non correnti	42.027		37		37	42.064
- di cui: Passività per imposte differite	5.900		37		37	5.937
Totale patrimonio netto	48.079	294	(49)		245	48.324

(26) In applicazione dell'IFRS 15, gli acconti e anticipi da clienti a breve termine sono stati riclassificati dalla voce "Debiti commerciali e altri debiti" nella voce "Altre passività correnti" dello stato patrimoniale al fine di presentarli congiuntamente con le altre passività correnti da contratti con la clientela (es. piani di fidelizzazione, risconti passivi, ecc.) già rilevate all'interno di tale voce.

(27) A partire dal 1° gennaio 2018 sono inoltre entrate in vigore le disposizioni dell'Interpretazione IFRIC 22 "Operazioni in valuta estera e anticipi", che non hanno prodotto effetti significativi.

Con riferimento all'esercizio 2018, l'applicazione delle precedenti disposizioni in materia di revenue recognition non produce effetti significativi sulle voci economiche, patrimoniali e finanziarie.

Di seguito è fornita, per ciascuna tipologia di attività finanziaria che è stata oggetto di rettifiche/riclassifiche per effetto dell'applica-

zione dell'IFRS 9, l'indicazione: (i) della categoria di valutazione definita in base allo IAS 39; (ii) della nuova categoria di valutazione definita in base all'IFRS 9; (iii) dei valori di iscrizione determinati in base allo IAS 39, rilevati al 31 dicembre 2017, e dei valori di iscrizione determinati in base all'IFRS 9 al 1° gennaio 2018:

(€ milioni)	Classificazione in base allo IAS 39	Classificazione in base all'IFRS 9	Valore di iscrizione ex IAS 39	Rettifiche	Riclassifiche	Altre variazioni(*)	Valore di iscrizione ex IFRS 9
Attività finanziarie							
Attività finanziarie destinate al trading	Held for trading	FVTPL	6.012		207		6.219
Attività finanziarie disponibili per la vendita	Available-for-sale	FVTPL	207		[207]		
Crediti commerciali e altri crediti(**)	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	15.421	(427)		(838)	14.156
Altre partecipazioni	Costo	FVTOCI	219	681			900
Totale			21.859	254		(838)	21.275

(*) Le altre variazioni derivano dalle rettifiche e riclassifiche ex IFRS 15 dei crediti per underlifting in applicazione del sales method.

(**) Rispetto ai valori presentati nello schema di stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, la voce non include più i crediti finanziari che sono stati riclassificati all'interno della nuova voce "Altre attività finanziarie correnti".

L'adozione delle nuove disposizioni ha comportato inoltre l'aggiornamento delle voci degli schemi di bilancio; in particolare:

- nello schema di conto economico: (i) per effetto dell'entrata in vigore dell'IFRS 9, è stata inserita una specifica voce per accogliere le svalutazioni/riprese di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti (denominata "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti"); in precedenza tali componenti erano rilevate all'interno della voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi". Al fine di consentire un confronto omogeneo, tali componenti relative agli esercizi posti a confronto, determinate secondo le precedenti disposizioni in materia di strumenti finanziari, sono state riclassificate all'interno della nuova voce; e (ii) è stata ridenominata la voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette" in "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali";
- nel prospetto dell'utile (perdita) complessivo, è stata inserita una nuova voce che include le variazioni del fair value delle partecipazioni minoritarie designate come valutate al FVTOCI, all'interno delle componenti non riclassificabili a conto economico.

Inoltre, con riferimento allo schema di stato patrimoniale rilevano le seguenti ulteriori modifiche:

- i crediti finanziari correnti sono stati riclassificati dalla voce "Crediti commerciali e altri crediti" alla nuova voce "Altre attività finanziarie correnti"; questa nuova articolazione delle voci dello schema è stata operata al fine, essenzialmente, di separare le esposizioni commerciali e diverse da quelle finanziarie in quanto caratterizzate da originazione, profili di rischio e processi di valutazione differenti;
- l'articolazione delle voci che compongono il patrimonio netto di Eni è stata modificata al fine di presentare separatamente le componenti più significative del patrimonio netto.

un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali locatari (lessee); in particolare, per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta:

- nello stato patrimoniale, la rilevazione di un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito anche "right-of-use asset"), e di una passività (di seguito anche "lease liability"), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto; come consentito dal principio, è prevista la rilevazione del right-of-use e della lease liability in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile (IAS 17) 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, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Il conto economico includerà inoltre: (i) i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata e di modico valore, come consentito in via semplificata dall'IFRS 16; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato);
- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della lease liability all'interno del flusso di cassa netto 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 alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporterà un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglierà più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborse per interessi passivi sulla lease liability

4 | Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALL'IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017 è stato omologato l'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce alle imprese che operano quali locatari (lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di

non oggetto di capitalizzazione²⁸; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglierà 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 accoglierà gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

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. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Nel corso dell'esercizio 2018 sono state completate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni, per l'aggiornamento dei processi e dei sistemi aziendali e per la determinazione della stima dei relativi impatti.

L'applicazione delle nuove disposizioni interessa la maggior parte delle realtà del Gruppo; in termini di valori e/o di volumi, le principali fattispecie sono 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); (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, nonché dai contratti di tolling; (iv) per le strutture Corporate, dai contratti di affitto degli immobili.

Nel settore Exploration & Production, le attività sono spesso svolte attraverso joint operation non incorporate che prevedono l'identificazione di un partner dell'iniziativa mineraria che abbia la responsabilità di gestire le operation e di eseguire i programmi di lavoro approvati (cd. operatore). Generalmente l'operatore è l'unico firmatario dei contratti necessari allo svolgimento delle attività della joint operation non incorporata, ivi inclusi quelli di leasing. Pertanto, l'operatore gestisce il contratto di leasing, provvede ad effettuare i pagamenti dovuti al locatore, nonché i riaddebiti agli altri partner (cd. follower) sulla base della quota dei costi di loro spettanza. Al riguardo, rilevano le indicazioni fornite dall'IFRS Interpretation Committee (di seguito anche IFRIC) nel settembre 2018 volte a richiedere, nei casi di joint operation non incorporate, 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 responsabile", 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 con i follower. Quando il contratto è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, Eni rileva 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 responsabile" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing. La quota di diritto d'uso dell'asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower) sarà 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 saranno rilevati come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa. Le indicazioni dell'IFRIC sono state confermate nel corso dell'incontro di marzo 2019.

La complessità delle fattispecie contrattuali, nonché la loro durata ultrannuale ha richiesto l'esercizio di un complesso giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale per la definizione delle assunzioni da adottare ai fini della determinazione degli impatti connessi con le nuove disposizioni del principio. In particolare, le principali assunzioni adottate hanno riguardato:

- per i 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, la rilevazione del 100% della lease liability e del right-of-use asset in linea con le indicazioni fornite dall'IFRIC. 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, avuto riguardo alle informazioni, ove disponibili, in merito alle previsioni di utilizzo dei mezzi assunti in leasing;
- la separazione delle non-lease component, anche sulla base di approfondimenti svolti con esperti esterni, con riferimento ai principali contratti afferenti le attività upstream (drilling rig) caratterizzati da un canone unico, inclusivo sia della componente relativa al leasing che della componente servizio;
- la valutazione dei periodi coperti da opzioni di estensione o di terminazione anticipata ai fini della determinazione della durata del contratto di leasing;
- l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno²⁹, nella determinazione della lease liability e del right-of-use asset;
- il tasso di attualizzazione utilizzato per la determinazione della lease liability, rappresentato dal tasso di finanziamento incrementale del locatario. Tale tasso è stato definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della valuta nella quale sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico in cui operano i lessee, definito sulla base del country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni.

In sede di prima applicazione Eni intende avvalersi delle seguenti esenzioni pratiche previste dal principio contabile:

- possibilità 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 (modified retrospective approach);
- possibilità di non riesaminare ogni contratto 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 d'uso ad un importo

[28] Il flusso di cassa netto da attività operativa includerà inoltre: (i) gli esborsi per canoni di leasing di breve durata e di modico valore; e (ii) gli esborsi per canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability.

[29] Ai sensi delle disposizioni dell'IFRS 16, i pagamenti variabili legati all'utilizzo del bene o al fatturato sono imputati a conto economico e pertanto non partecipano alla determinazione della lease liability/right-of-use asset.

- 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 d'uso al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'eventuale esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;
 - scelta di non assimilare, in sede di transizione, i leasing che presentano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

Sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione dell'IFRS 16 comporta 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. La stima degli

effetti di prima applicazione dell'IFRS 16 potrebbe subire variazioni in relazione all'eventuale evoluzione interpretativa derivante, tra l'altro, da ulteriori indicazioni dell'IFRIC, nonché all'affinamento del processo di elaborazione in vista della prima applicazione del principio nei reporting finanziari 2019. Tale stima include la componente di lease liability corrispondente al working interest dei follower per un importo di €2,0 miliardi, determinandosi in €3,8 miliardi quella corrispondente al working interest di Eni.

Di seguito, sulla base delle informazioni attualmente disponibili, è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018 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

Con riferimento ai principi contabili emessi dallo IASB, omologati dalla Commissione Europea e non ancora entrati in vigore, rileva inoltre la circostanza che con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018 è stato omologato l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", 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. Le disposizioni dell'IFRIC 23 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Inoltre, con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture" (di seguito modifiche allo IAS 28), volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche agli strumenti finanziari rappresentativi di Interessenze a lungo termine verso una società collegata o una joint venture, che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture (cd. long-term interest). Le modifiche allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Con il regolamento n. 2019/402 emesso dalla Commissione Europea in data 13 marzo 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 19 "Modifica, riduzione o estinzione del piano" (di seguito modifiche allo IAS 19), volte essenzialmente a richiedere l'utilizzo di ipotesi attuariali aggiornate nella determinazione del costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti e degli interessi netti per il periodo successivo ad una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano a benefici definiti esistente. Le modifiche allo IAS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

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.

Inoltre in data 29 marzo 2018, lo IASB ha emesso il documento "Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS (cd. Conceptual Framework for Financial Reporting), emesso dallo IASB nella stessa data. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

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 31 ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definition of Material" (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 rilevanza con la finalità di supportare le imprese in sede di formulazione di giudizi in merito alla stessa. In particolare, un'informazione deve considerarsi rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione o occultamento 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.

In data 12 dicembre 2017, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2015-2017 Cycle", 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 2019.

Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €10.836 milioni (€7.363 milioni al 31 dicembre 2017) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni per €8.732 milioni (€5.591 milioni al 31 dicembre 2017) 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 detenuta a vista per le esigenze del Gruppo.

La scadenza media dei depositi in euro di €7.653 milioni è di 29 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,29%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €1.074 milioni è di 12 giorni e il tasso di interesse effettivo è il 2,59%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.083	1.022
Altri titoli	5.469	4.990
	6.552	6.012

Al 1° gennaio 2018, in applicazione dell'IFRS 9, le attività finanziarie possedute da Eni Insurance DAC di €207 milioni, precedentemente classificate come attività finanziarie disponibili per la vendita, sono state classificate come destinate al trading sulla base dei fatti e delle circostanze esistenti a tale data.

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 €1.301 milioni (€845 milioni al 31 dicembre 2017). L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Euro	4.573	4.232
Dollaro USA	1.614	1.025
Altre valute	365	755
	6.552	6.012

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	523	529	Baa3	BBB
Altri(*)	336	349	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	859	878		
Tasso variabile				
Italia	130	129	Baa3	BBB
Altri(*)	86	76	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	216	205		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.075	1.083		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.628	1.581	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.270	1.269	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Altri titoli	51	48	da A1 a Baa3	da A+ a BBB-
	2.949	2.898		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.562	1.453	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	987	976	da Aa2 a Baa2	da AA a BBB
Altri titoli	158	142	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
	2.707	2.571		
Totale Altri titoli	5.656	5.469		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.731	6.552		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.362 milioni e di livello 2 per €190 milioni. Nel corso dell'esercizio 2018 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

7 | Crediti commerciali e altri crediti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 sono i seguenti:

(€ milioni)	Crediti commerciali e altri crediti
Valore al 31.12.2017	15.421
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	(427)
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	(372)
Riclassifica ad altre attività correnti (IFRS 15)	(466)
Valore al 01.01.2018	14.156

L'applicazione dell'IFRS 9 ha determinato l'incremento del fondo svalutazione crediti di €427 milioni in applicazione della metodologia dell'expected loss model.

L'applicazione dell'IFRS 15 ha determinato una diminuzione dei crediti per underlifting del settore Exploration & Production di €372 milioni in applicazione del sales method in luogo dell'entitlement method.

La riclassifica ad altre attività correnti (IFRS 15) di €466 milioni si riferisce alle posizioni di underlifting del settore Exploration & Production determinate con il sales method.

Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Crediti commerciali	9.520	10.182
Crediti per attività di disinvestimento	122	597
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	3.024	3.369
Crediti verso altri	1.435	1.273
	14.101	15.421

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €662 milioni è riferito al settore Gas & Power per €641 milioni.

Al 31 dicembre 2018 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2019 per €1.769 milioni (€2.051 milioni nell'esercizio 2017 con scadenza 2018). Le cessioni 2018 hanno riguardato crediti relativi al settore Gas & Power per €1.419 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €350 milioni.

I crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di €475 milioni nel corso dell'esercizio per effetto: (i) dell'incasso delle rate prezzo differite relative alla cessione degli interest del 10% e del 30% dell'asset Zohr in Egitto rispettivamente a BP e a Rosneft per complessivi €433 milioni. Residua un'ulteriore rata relativa alla transazione con BP che sarà incassata nel giugno 2019 di €119 milioni; (ii) dell'incasso della terza ed ultima rata di €153 milioni relativa alla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunayGas.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda i partner in Nigeria per €977 milioni (€1.507 milioni al 31 dicembre 2017) e comprendono in particolare crediti in prevalenza scaduti del valore di €681 milioni (€713 milioni al 31 dicembre 2017) relativi alla quota di costi pregressi di competenza della società di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Le parti hanno concordato un piano di rientro "Repayment Agreement" che prevede l'attribuzione a Eni del-

la quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di rientro in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. L'attuazione del piano ha comportato nell'anno il rimborso di circa €140 milioni. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione. Inoltre è stato completamente svalutato un altro credito verso la stessa controparte del valore residuo di €153 milioni al 31 dicembre 2017 relativo al recupero di costi d'investimento non riconosciuti.

I crediti verso altri comprendono per €300 milioni 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 nel 2016 e nel 2018. I proventi della cessione sono stati impiegati dalla venture per rimborsare il finanziamento erogato dai soci per le attività di sviluppo. Il valore recuperabile dei crediti verso PDVSA è stato stimato a vita intera sulla base di un modello finanziario che incorpora l'evidenza empirica ottenuta da uno studio di ampia portata dei default sovrani. 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 applicando il modello predetto. I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €7.100 milioni e €6.119 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:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Eni gas e luce	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
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	

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 correnti e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, contestazioni, etc.); (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 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 empirica 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 ai clienti Eni gas e luce sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Scaduti					Totale
	Non scaduti	da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
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

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione che è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €3.072 milioni:

(€ milioni)	Crediti commerciali e altri crediti
Fondo svalutazione al 31.12.2017	2.639
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	427
Fondo svalutazione al 01.01.2018	3.066
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	126
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	372
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(189)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(532)
Altre variazioni	307
Fondo svalutazione al 31.12.2018	3.150
Fondo svalutazione al 31.12.2016	2.303
Accantonamenti	927
Utilizzi	(454)
Altre variazioni	(137)
Fondo svalutazione al 31.12.2017	2.639

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti per €108 milioni al settore Gas & Power e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti per €291 milioni al settore Exploration & Production e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e altri partner commerciali.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in

bonis e in default per complessivi €721 milioni sono riferiti per €613 milioni al settore Gas & Power e riguardano utilizzi a fronte oneri per €579 milioni principalmente verso la 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. Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:	
Accantonamenti al fondo svalutazione	(498)
Perdite su crediti	(37)
Utilizzi per esubero	120
	(415)

Di seguito è riportata l'analisi dell'ageing 2017 dei crediti commerciali e degli altri crediti secondo i criteri di valutazione in essere anteriormente all'entrata in vigore dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari":

(€ milioni)	31.12.2017	
	Crediti commerciali	Altri crediti
Crediti non scaduti e non svalutati	8.800	4.604
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	567	31
Crediti scaduti e non svalutati:		
- da 0 a 3 mesi	478	21
- da 3 a 6 mesi	46	9
- da 6 a 12 mesi	147	202
- oltre 12 mesi	144	372
	815	604
	10.182	5.239

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.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

8 | Rimanenze e Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo	889	999
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.451	1.566
Prodotti finiti e merci	2.274	2.000
Certificati e diritti di emissione	37	56
Totale rimanenze correnti	4.651	4.621

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 €1.334 milioni (€1.441 milioni al 31 dicembre 2017).

I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €1.543 milioni (€1.287 milioni al 31 dicembre 2017) e prodotti chimici per €547 milioni (€489 milioni al 31 dicembre 2017). I certificati e diritti di emissione sono valutati al fair value. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Rimanenze di magazzino per €95 milioni (€86 milioni al 31 dicembre

2017) 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 €578 milioni (€245 milioni al 31 dicembre 2017). Gli accantonamenti netti del 2018 ammontano a €337 milioni e riguardano essenzialmente l'adeguamento del valore d'iscrizione delle rimanenze di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi di fine periodo, considerata la rapida

discesa delle quotazioni internazionali avvenuta nella parte finale del 2018.

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.217 milioni (€1.283 milioni al 31 dicembre 2017) sono detenute da società italiane per €1.200 milioni (€1.267 milioni al 31 dicembre 2017) 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 correnti

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Attività	Passività	Attività	Passività
Imposte sul reddito	191	440	191	472
Altre imposte e tasse	561	1.432	729	1.472
	752	1.872	920	1.944

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito. Le attività per altre imposte e tasse riguardano crediti Iva per €383 milioni determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre

(€452 milioni al 31 dicembre 2017).

Le passività per altre imposte e tasse riguardano accise e imposte di consumo per €636 milioni (€824 milioni al 31 dicembre 2017).

10 | Altre attività

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.594	68	1.231	80
Altre attività	664	724	342	1.243
	2.258	792	1.573	1.323

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

L'incremento delle altre attività correnti di €322 milioni comprende la riclassifica al 1° gennaio 2018 dalla voce Crediti commerciali e altri crediti delle attività relative a posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €466 milioni per l'adozione del sales method in applicazione dell'IFRS 15.

Le altre attività comprendono: (i) attività non correnti per imposte per

€422 milioni (€507 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €26 milioni (€119 milioni al 31 dicembre 2017); (iii) crediti verso altri non correnti per €35 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2017); (iv) crediti non correnti per attività di investimento per €9 milioni (€118 milioni al 31 dicembre 2017).

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	Immobilitazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
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
2017							
Valore iniziale netto	1.258	47.090	3.789	1.905	15.135	1.616	70.793
Investimenti	22	42	190	351	7.302	583	8.490
Ammortamenti	(71)	(6.583)	(545)				(7.199)
Riprese di valore	5	608	273		169		1.055
Svalutazioni	(2)	(491)	(83)		(146)	(126)	(848)
Radiazioni		(3)	(2)	(232)	(2)		(239)
Cessioni	(15)	3	(6)		(1.376)	(54)	(1.448)
Differenze di cambio da conversione	(5)	(5.155)	(143)	(193)	(1.527)	(2)	(7.025)
Trasferimenti	84	9.940	629	(265)	(9.673)	(715)	
Altre variazioni	37	331	(225)	(195)	(413)	44	(421)
Valore finale netto	1.313	45.782	3.877	1.371	9.469	1.346	63.158
Valore finale lordo	4.061	137.223	26.746	1.371	12.315	2.061	183.777
Fondo ammortamento e svalutazione	2.748	91.441	22.869		2.846	715	120.619

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €52 milioni (€72 milioni nel 2017) riferiti al settore Exploration & Production per €37 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,3% e il 2,4% (1,6% e 2,7% al 31 dicembre 2017). Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €7.757 milioni (€7.638 milioni nel 2017) e comprendono i bonus di assegnazione dei participating interest negli Emirati Arabi Uniti rispettivamente del 5% e del 10% nei Concession Agreement di Lower Zakum e di Umm Shaif and Nasr in produzione nell'offshore di Abu Dhabi e del

25% nel Concession Agreement di Gasha. Il prezzo pagato per complessivi €869 milioni è stato allocato per €382 milioni a proved mineral interest (impianti e macchinari) e per €487 milioni a unproved mineral interest (immobilizzazioni in corso).

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 2017:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	2 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	2 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature 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. 13 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

Le cessioni riguardano essenzialmente la cessione del 10% dell'asset Zohr in Egitto a Mubadala Petroleum Llc con una plusvalenza di €418 milioni.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €2.209 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento ha riguardato per €4.800 milioni l'operazione di business combination tra Eni Norge e Point Resources controllate al 100% rispettivamente da Eni e HitecVision AS, ad esito della quale è stata costituita la Vår Energi AS alla quale Eni partecipa al 69,6% esercitando il controllo congiunto con l'altro socio HitecVision AS con il conseguente deconsolidamento a fine esercizio degli asset della ex controllata Eni Norge AS e la rilevazione nella voce Partecipazioni dell'interessenza Eni nella nuova entità.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €2.750 milioni l'avanzamento dell'at-

tività di sviluppo delle riserve nei giacimenti Zohr, Jangkrik, East Hub, Noroos e OCTP.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi completati in attesa di esito a pozzi esplorativi di successo nelle immobilizzazioni in corso per €297 milioni; (ii) radiazioni per €66 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 nell'offshore del Marocco e del Vietnam.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project del settore Exploration & Production negative per €503 milioni per effetto principalmente dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.101 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €166 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	1.263	1.684	1.737
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	235	451	282
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(61)	(217)	(109)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(297)	(278)	(276)
Cessioni	(6)	(199)	
Variazione dell'area di consolidamento	(58)		
Riclassifica ad attività destinate alla vendita	(24)		
Differenze cambio da conversione	49	(178)	50
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	1.101	1.263	1.684

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2018		2017		2016	
	(€ 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	111	7,02	222	7,95	16	1,05
- da 1 a 3 anni	87	2,88	241	3,87	609	10,25
- oltre 3 anni	903	24,20	800	21,44	1.059	21,55
	1.101	34,10	1.263	33,26	1.684	32,85
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	111	7,02	148	5,88	9	0,55
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	217	4,66	261	4,69	251	3,51
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	773	22,42	854	22,69	1.424	28,79
	1.101	34,10	1.263	33,26	1.684	32,85

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
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
2017								
Valore iniziale	1.254	938	138	113		7		2.450
Investimenti					112			112
Riprese di valore (svalutazioni) nette	72		75					147
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(7)							(7)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(157)	(113)	(21)	(14)	(7)			(312)
Valore finale	1.162	825	192	99	105	7		2.390

Gli unproved mineral interest comprendono €857 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 acquisì il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.159 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.

Gli investimenti dell'esercizio si riferiscono all'acquisto di potenziale minerario in asset Oil & Gas in produzione/sviluppo nell'offshore di Abu

Dhabi (Emirati Arabi Uniti), all'estensione della durata di concessioni in Nigeria ed Egitto e revisioni contrattuali in Congo.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €16.471 milioni e €16.005 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €125 milioni (€110 milioni al 31 dicembre 2017).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €46 milioni (€29 milioni al 31 dicembre 2017).

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 | 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
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		
2017						
Valore iniziale netto	1.092	259	598	1.949	1.320	3.269
Investimenti	91	17	83	191		191
Ammortamenti	(65)	(84)	(137)	(286)		(286)
Riprese di valore	32			32		32
Svalutazioni	(14)			(14)		(14)
Radiazioni	(24)			(24)		(24)
Differenze di cambio da conversione	(115)	(1)	(2)	(118)	(23)	(141)
Altre variazioni	(2)	49	(56)	(9)	(93)	(102)
Valore finale netto	995	240	486	1.721	1.204	2.925
Valore finale lordo	1.504	1.466	3.778	6.748		
Fondo ammortamento e svalutazione	509	1.226	3.292	5.027		

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 fintan-

toché è confermato il commitment del management. Gli investimenti riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi negli Emirati Arabi, negli Stati Uniti e in Messico.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Diritti esplorativi proved	357	403
Diritti esplorativi unproved	684	586
Altri diritti esplorativi	40	6
	1.081	995

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 €166 milioni; (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €151 milioni ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €27 milioni; (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2017:

[%]	
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 €2.422 milioni. Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Gas & Power	977	932
Exploration & Production	187	179
Refining & Marketing e Chimica	119	93
Altre attività	1	
	1.284	1.204

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)	31.12.2018	31.12.2017
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Europeo	142	97
	977	932

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 5,4%

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.

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €1.701 milioni si azzerà al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 63% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 12,1 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 26,2%.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo è aumentato di €45 milioni a seguito dell'acquisizione della quota residua del 51% della società greca Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, già partecipata con il 49%. Il residuo è relativo per €95 milioni alla società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) che opera in Francia. 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, compreso il goodwill ad essa allocato, al WACC Paese del 6,1%, mentre per la CGU mercato Grecia il test è ricompreso nella valutazione di acquisizione.

13 | Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali

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. 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, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni, le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e le navi metaniere; (iii) nel business Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione e gli stabilimenti e gli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) il business Chimica costituisce un'unica CGU.

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, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del business Refining & Marketing e per 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; d) per la CGU Chimica, sulla vita economico-tecnica degli asset sottostanti considerando un EBITDA "normalizzato" (per tener conto della ciclicità del settore) definito sulla base dei margini di contribuzione medi di piano; (iii) 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 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 i settori Exploration & Production e 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 oggetto di autonoma rilevazione pesata 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.

Il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presenta sostanzialmente stabile rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2017.

Nella parte finale del 2018 il prezzo del Brent ha registrato una significativa inversione di tendenza a causa del rallentamento della crescita economica, del ritorno dell'oversupply e delle incertezze dovute all'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, alla Brexit e alle crisi locali. Nonostante la correzione dei prezzi da circa 80 \$/barile a 60 \$/barile, sulla base dell'analisi dei fondamentali a medio-lungo termine che sostengono la continua crescita della domanda e della volontà dei principali produttori di mantenere i mercati in equilibrio, il management, anche sulla base della view di mercato di analisti finanziari e istituti specializzati, ha confermato il prezzo di lungo termine del marker Brent a 70 \$/barile in moneta reale 2022, sostanzialmente in linea con l'assunzione del bilancio 2017, sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2018 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2019-2022. I prezzi del gas in Europa sono previsti su valori più elevati rispetto al piano precedente per effetto di un migliore bilanciamento tra domanda e offerta sostenuto dal declino delle produzioni continentali e dal "phase-out" di centrali termoelettriche alimentate a carbone/nucleare. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione SERM è stato confermato nel lungo termine a circa 5 \$/barile in considerazione delle attese di continua pressione competitiva in Europa da parte di stream di prodotto più conveniente importati da USA e Medio Oriente, i cui effetti saranno mitigati dalla più stringente normativa sul contenuto di zolfo del carburante per il trasporto marittimo a partire dal 2020. Sono state riviste al ribasso le previsioni dei margini dei prodotti petrolchimici nel mercato europeo a causa della pressione competitiva da parte di produttori più efficienti di USA e Medio Oriente e della minore capacità di assorbimento dei mercati di sbocco; tuttavia tale ridimensionamento determina solo una marginale revisione negativa del valore d'uso della CGU attività chimica di Eni poiché la valutazione è fatta sulla base di scenari normalizzati che assumono la ciclicità del settore.

Inoltre sebbene alla data di bilancio la capitalizzazione di borsa di Eni era inferiore di circa il 3% al valore di libro dei net asset consolidati, tale trend ha registrato una significativa inversione di tendenza e alla data di approvazione del bilancio da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni la capitalizzazione di borsa eccede di circa il 10% il valore di libro di Eni.

Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC 2018 di Eni, dal quale sono derivati i WACC post-tax utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas e raffinazione, ha registrato un incremento di mezzo punto percentuale al 7,3% rispetto al 2017 per

effetto principalmente della previsione di rialzo dei rendimenti dei titoli risk-free che la metodologia Eni aggancia ai titoli di Stato Italia a dieci anni. I WACC del settore Gas & Power e del business Chimica, oggetto di autonoma valutazione rispetto a quella di Eni, sono invariati rispetto al 2017. I WACC 2018 rettificati del rischio Paese specifico evidenziano una certa dispersione rispetto al valore medio a causa delle sensibili oscillazioni dei premi per il rischio Paese, influenzati dall'evoluzione del contesto operativo locale, in particolare del settore Exploration & Production i cui WACC post-tax sono compresi tra il 6,2% e il 16,0%.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate svalutazioni ante imposte per €1.025 milioni che hanno come driver la performance inferiore alle attese di alcuni giacimenti in particolare in Congo e negli USA, il deterioramento del contesto operativo per uno specifico progetto, nonché l'adeguamento al fair value di vendita degli asset di Croazia ed Ecuador. Tali perdite sono state parzialmente compensate da riprese

di valore di €299 milioni dovute al miglioramento dei prezzi del gas in Europa e alla riduzione di alcuni premi per il rischio Paese. 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% che si ridetermina in un intervallo del 6%-9% pre-tax.

Le svalutazioni contabilizzate nella linea di business Refining & Marketing di €156 milioni riguardano gli 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.

Nel settore Gas & Power è stata rilevata la ripresa di valore di un asset di trasporto gas di €66 milioni dovuta alla riduzione del tasso di sconto per ridimensionamento del rischio Paese, mentre per il business power si compensano svalutazioni e riprese di valore riferite a singoli impianti del business power.

14 | Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2018				2017			
	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
(€ milioni)								
Valore iniziale	116	2.332	1.063	3.511	168	2.675	1.197	4.040
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)		(34)	(3)	(37)				
Valore iniziale riesposto	116	2.298	1.060	3.474	168	2.675	1.197	4.040
Acquisizioni e sottoscrizioni		28	92	120		63	444	507
Cessioni e rimborsi	(33)	(3)	(115)	(151)			(462)	(462)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	8	16	385	409	9	49	66	124
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(5)	(415)	(10)	(430)	(7)	(340)	(6)	(353)
Decremento per dividendi	(6)	(19)	(25)	(50)	(32)	(41)	(13)	(86)
Variazione dell'area di consolidamento		3.448		3.448	2			2
Differenze di cambio da conversione	2	25	54	81	(13)	(127)	(128)	(268)
Altre variazioni	13	119	11	143	(11)	53	(35)	7
Valore finale	95	5.497	1.452	7.044	116	2.332	1.063	3.511

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €48 milioni l'acquisto di capitale della Coral FLNG SA impegnata nella realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione e stoccaggio del gas naturale relativo alla scoperta di Coral in Mozambico; (ii) per €42 milioni l'acquisizione del 33,72% della Commonwealth Fusion System Llc (CFS) nata come spin-out del Massachusetts Institute of Technology per lo sviluppo della tecnologia di produzione di energia nucleare da fusione. Le cessioni e i rimborsi riguardano per €95 milioni il rimborso di capitale della Angola LNG Ltd.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite per €353 milioni alla Angola LNG Ltd che riflette una ripresa di valore di circa €260 milioni dovuta al miglioramento degli economics del progetto grazie alla favorevole definizione di un lodo arbitrale che ha stabilito la chiusura del contratto oneroso con il terminale di rigassificazione di Pascagoula di proprietà della Gulf Energy Ltd, le cui fee erano scontate nei flussi di cassa della collegata e dell'attività di

commercializzazione downstream. L'esito del lodo arbitrale ha determinato corrispondentemente la rilevazione di un onere.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della joint venture Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di una perdita di €146 milioni dovuta alla rilevazione da parte della partecipata di oneri di ristrutturazione e di svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali. Al 31 dicembre 2018 il valore di libro della partecipazione di €1.228 milioni, allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto dell'investee, eccedeva di circa il 22% il fair value rappresentato dalla quota della capitalizzazione di borsa del titolo Saipem. In considerazione di tale impairment indicator e delle incertezze sulla ripresa del ciclo degli investimenti da parte delle oil companies e della pressione competitiva nel settore E&C, 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. Alla data di approvazione del bilancio, la capitalizzazione di borsa di Saipem eccedeva di circa il 23% il valore di libro.

Altre entità minusvalenti sono le venezuelane PetroJunín SA, joint venture con la compagnia petrolifera di stato PDVSA che opera l'omonimo giacimento onshore di olio pesante di Junín e Cardón IV SA (Eni 50%) che opera il giacimento a gas Perla. Il driver della minusvalenza complessiva di €219 milioni è stato in particolare la svalutazione dell'asset Junín a seguito del debooking delle riserve certe non sviluppate del progetto (106 milioni di boe) a causa del deteriorato con-

testo operativo, così come richiesto dalla normativa US SEC.

Il decremento per dividendi è riferito per €24 milioni alla United Gas Derivatives Co.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €3.498 milioni alla rilevazione iniziale del 69,6% della partecipazione nella nuova joint venture valutata all'equity Vår Energi AS costituita per effetto della business combination tra la ex controllata Eni Norge AS e Point Resources AS. Il valore d'iscrizione corrisponde alla quota Eni del fair value dei net asset della combined entity.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2018		31.12.2017	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
(€ milioni)				
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	31	100,00	63	100,00
- Altre(*)	64		53	
	95		116	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	3.498	69,60		
- Saipem SpA	1.228	30,99	1.413	31,00
- Unión Fenosa Gas SA	335	50,00	350	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	137	49,00	137	49,00
- Cardón IV SA	98	50,00		
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	75	50,00	114	50,00
- PetroJunín SA	47	40,00	210	40,00
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	32	33,33	32	33,33
- Altre(*)	47		76	
	5.497		2.332	
Imprese collegate:				
- Angola LNG Ltd	1.106	13,60	802	13,60
- Coral FLNG SA	102	25,00	54	25,00
- Novamont SpA	67	25,00	71	25,00
- United Gas Derivatives Co	62	33,33	82	33,33
- Commonwealth Fusion Systems LLC	42	33,72		
- Altre(*)	73		54	
	1.452		1.063	
	7.044		3.511	

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore e a €25 milioni.

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 €58 mi-

lioni; le differenze sono riferite a Novamont SpA per €43 milioni e a Unión Fenosa Gas SA per €15 milioni e riflettono le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2018 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 (€)	3,265
Valore di mercato (€ milioni)	1.008
Valore di libro (€ milioni)	1.228

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2018	2017
Valore iniziale	219	276
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	681	
Valore iniziale riesposto	900	276
Acquisizioni e sottoscrizioni	5	3
Valutazione al fair value con effetto a OCI	15	
Cessioni e rimborsi	(22)	(19)
Differenze di cambio da conversione	31	(23)
Altre variazioni	(10)	(18)
Valore finale	919	219

In applicazione dello IFRS 9, le partecipazioni minoritarie sono state valutate al fair value in luogo del precedente criterio del costo, determinando una rivalutazione di €681 milioni al 1° gennaio 2018 riferita principalmente a: (i) Nigeria LNG Ltd per €511 milioni (€99 milioni il valore di libro al 31 dicembre 2017). Il valore della partecipazione al netto dei dividendi pagati nell'anno è pari a €651 milioni; (ii) Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €130 milioni (€13 milioni il valore di libro al 31 dicembre 2017). Il valore della partecipazione al netto dei dividendi pagati nell'anno è pari a €144 milioni.

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 va-

lutazione 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.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2018 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018" che costituisce parte integrante delle presenti note.

15 | Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	61	1.189	23	1.602
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	51		84	
	112	1.189	107	1.602
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	188		209	
	300	1.189	316	1.602
Titoli strumentali all'attività operativa		64		73
	300	1.253	316	1.675

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione come segue:

(€ milioni)	Fondo svalutazione crediti finanziari
Valore al 31.12.2017	730
Accantonamenti	279
Utilizzi	(596)
Differenze di cambio da conversione	17
Valore al 31.12.2018	430

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.301 milioni (€1.709 milioni al 31 dicembre 2017) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.075 milioni) e Gas & Power (€103 milioni). L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla per €705 milioni (€955 milioni al 31 dicembre 2017). La recuperabilità di questi crediti è valutata avuto riguardo, tra l'altro, alle performance operative delle iniziative industriali finanziate.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.088 milioni (€1.393 milioni al 31 dicembre 2017). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.188 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,9% [-0,2% e 2,5% al 31 dicembre 2017]. Tale modalità di valutazione non si applica al credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, sostitutivo di capitale investito netto, poiché il rimborso dipende dall'esito del progetto minerario operato dalla joint venture, condizionato dall'evoluzione della difficile situazione finanziaria del Paese. Pertanto, il valore recuperabile di tale credito corrisponde ai flussi di cassa futuri del progetto che sono stati rettificati per tener conto dei rischi sulla capacità di convertire in cassa le vendite future di gas assumendo nella sostanza una dilazione dei tempi d'incasso ed 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.

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.

Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari sono riferiti al finanziamento concesso ad una joint venture in Russia impegnata nell'esecuzione di un progetto esplorativo nel Mar Nero a causa dell'esito negativo della ricerca.

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 €188 milioni e €1.299 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani (emessi da Stati Sovrani e dalla Banca Europea per gli Investimenti rispettivamente per €69 milioni e per €4 milioni al 31 dicembre 2017).

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento 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 2019 al 2025	Baa3	BBB
Altri(*)	29	29	29	da 0,05 a 4,40	dal 2019 al 2023	da Aa3 a Baa1	da AA a A-
Tasso variabile							
Italia	8	8	8		dal 2019 al 2020	Baa3	BBB
Altri	3	3	3		2022	Baa3	BBB-
Totale Stati Sovrani	64	64	65				

(*) Di importo unitario inferiore a €25 milioni.

I titoli che scadono entro cinque anni ammontano a €63 milioni.

Il valore di mercato 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.

16 | Debiti commerciali e altri debiti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 15 sono i seguenti:

(€ milioni)	Debiti commerciali	Acconti e anticipi da clienti	Acconti e anticipi da partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	Altri debiti	Totale debiti commerciali e altri debiti
Valore al 31.12.2017	10.890	545	252	5.061	16.748
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)				(113)	(113)
Riclassifica ad altre passività correnti (IFRS 15)		(545)		(785)	(1.330)
Valore al 01.01.2018	10.890		252	4.163	15.305

L'applicazione dell'IFRS 15 ha determinato una diminuzione dei debiti per overlifting del settore Exploration & Production di €113 milioni in applicazione del sales method in luogo dell'entitlement method. La riclassifica ad altre passività correnti (IFRS 15) si riferisce: (i) alle posizioni di overlifting del settore Exploration & Production de-

terminate con il sales method per €785 milioni; (ii) agli acconti e anticipi da clienti che in applicazione dell'IFRS 15 si riclassificano a passività da contratti con la clientela.

Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

I debiti commerciali e altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Debiti commerciali	11.645	10.890
Acconti e anticipi da clienti		545
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	207	252
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.530	2.094
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.151	1.968
Debiti verso altri	1.214	999
	16.747	16.748

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €6.484 milioni e €9.403 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.

17 | Altre passività

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.445	40	1.011	91
Passività da contratti con la clientela	1.108	518		
Depositi cauzionali		268		255
Altre passività	1.427	676	504	1.133
	3.980	1.502	1.515	1.479

In applicazione dell'IFRS 15: (i) le passività da contratti con la clientela correnti comprendono la riclassifica al 1° gennaio 2018, dalla voce Debiti commerciali e altri debiti, degli acconti e anticipi da

clienti di €545 milioni; (ii) le altre passività correnti comprendono la riclassifica al 1° gennaio 2018, dalla voce Debiti commerciali e altri debiti, delle passività per posizioni di overlifting del settore Explora-

tion & Production di €785 milioni per l'adozione del sales method. Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. Le passività da contratti con la clientela di €1.626 milioni comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per €716 milioni in relazione alle operazioni dei Concession Agreements nel Paese per il prossimo quadriennio, tra i quali in particolare il 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 €66 milioni e alla quota a lungo termine per €518 milioni.

I depositi cauzionali riguardano depositi ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €233 milioni (€215 milioni al 31 dicembre 2017).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €1.004 milioni. Le altre passività non correnti comprendono passività per imposte per €61 milioni (€45 milioni al 31 dicembre 2017) e altri debiti per €155 milioni (€45 milioni al 31 dicembre 2017).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 | Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2018				31.12.2017			
	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
(€ milioni)								
Banche	383	768	2.710	3.861	201	801	3.200	4.202
Obbligazioni ordinarie		2.781	16.923	19.704		1.445	16.520	17.965
Obbligazioni convertibili			390	390			387	387
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	915			915	1.664			1.664
Altri finanziatori	884	52	59	995	377	40	72	489
	2.182	3.601	20.082	25.865	2.242	2.286	20.179	24.707

Le passività finanziarie aumentano di €1.158 milioni per effetto principalmente: (i) del saldo netto delle nuove assunzioni per €320 milioni; (ii) delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €314 milioni; (iii) della variazione dell'area di consolidamento a seguito della perdita del controllo di Eni Norge AS

per €494 milioni corrispondenti alla liquidità depositata da parte della ex-subsidiary presso le finanziarie di Gruppo.

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 2018 è la seguente:

(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	Oltre	Passività finanziarie a lungo termine
Banche	556	345	393	829	587	2.710
Obbligazioni ordinarie	2.391	921	698	1.858	11.055	16.923
Obbligazioni convertibili			390			390
Altri finanziatori	9	10	9	11	20	59
	2.956	1.276	1.490	2.698	11.662	20.082

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 2018 e al 31 dicembre 2017 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.337 milioni e a €1.664 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.904 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €2.800 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								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	17	1.517	EUR	2019			4,125
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	27	1.027	EUR	2029			3,625
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR	2020			4,000
Eni SpA	1.000	9	1.009	EUR	2023			3,250
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2026			1,500
Eni SpA	900	(5)	895	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	14	764	EUR	2019			3,750
Eni SpA	750	8	758	EUR	2024			1,750
Eni SpA	750	5	755	EUR	2027			1,500
Eni SpA	700	1	701	EUR	2022			0,750
Eni SpA	650	2	652	EUR	2025			1,000
Eni SpA	600	(5)	595	EUR	2028			1,125
Eni Finance International SA	335	15	350	GBP	2019	2021	4,750	5,000
Eni Finance International SA	295	4	299	EUR	2028	2043	3,875	5,441
Eni Finance International SA	167		167	YEN	2019	2037	1,955	2,810
Eni Finance International SA	1.528	5	1.533	USD	2026	2027		variabile
	16.725	179	16.904					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	873	2	875	USD	2023			4,000
Eni SpA	873	1	874	USD	2028			4,750
Eni SpA	393	4	397	USD	2020			4,150
Eni SpA	305	1	306	USD	2040			5,700
Eni USA Inc	349	(1)	348	USD	2027			7,300
	2.793	7	2.800					
	19.518	186	19.704					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €4.596 milioni. Nel corso del 2018 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €2.844 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
(€ milioni)						
Eni SpA	400	(10)	390	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 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 2018 il programma risulta utilizzato per €16,7 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2018				31.12.2017			
	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	680	1,9	18.635	2,3	904	0,5	20.094	2,4
Dollaro USA	1.007	2,5	4.530	4,3	1.329	1,8	1.694	4,8
Altre valute	495	1,0	518	4,2	9	[0,7]	677	4,7
Totale	2.182		23.683		2.242		22.465	

Al 31 dicembre 2018 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €12.484 milioni (€11.584 milioni al 31 dicembre 2017) e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.214 milioni (€5.802 milioni al 31 dicembre 2017). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2018 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Obbligazioni ordinarie	20.257	19.219
Obbligazioni convertibili	399	410
Banche	3.445	4.021
Altri finanziatori	111	114
	24.212	23.764

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,9% [-0,2% e 2,5% al 31 dicembre 2017].

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.

Le variazioni dei debiti finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Totale
Valore al 31.12.2017	22.465	2.242	24.707
Assunzioni e rimborsi	1.033	(713)	320
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	126	188	314
Variazione dell'area di consolidamento		494	494
Altre variazioni non monetarie	59	(29)	30
Valore al 31.12.2018	23.683	2.182	25.865

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:

(€ milioni)	31.12.2018			31.12.2017		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	10.836		10.836	7.363		7.363
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.552		6.552	6.012		6.012
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita				207		207
D. Liquidità (A+B+C)	17.388		17.388	13.582		13.582
E. Crediti finanziari	188		188	209		209
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	383		383	201		201
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	768	2.710	3.478	801	3.200	4.001
H. Prestiti obbligazionari	2.781	17.313	20.094	1.445	16.907	18.352
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	661		661	164		164
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.138		1.138	1.877		1.877
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	52	59	111	40	72	112
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	5.783	20.082	25.865	4.528	20.179	24.707
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(11.793)	20.082	8.289	(9.263)	20.179	10.916

Le attività finanziarie destinate al trading sono illustrate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 15 – Altre attività finanziarie.

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	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Fondo contratti onerosi	Altri fondi(*)	Totale
Valore al 31.12.2017	8.126	2.653	1.107	527	205	182	76	140	65	60	306	13.447
Accantonamenti		299	148	73	493	48	51	9	19		223	1.363
Rilevazione iniziale e variazione stima	(502)											(502)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	259	(12)	2									249
Utilizzi a fronte oneri	(190)	(287)	(214)	(118)	(481)			(17)	(14)	(22)	(100)	(1.443)
Utilizzi per esuberanza		(33)	(289)	(31)		(1)		(17)			(18)	(389)
Variazione dell'area di consolidamento	(1.024)	(11)	(1)	(8)				(5)			(2)	(1.051)
Differenze cambio da conversione	153		34	17		2					4	210
Altre variazioni	(45)	(14)	37	(20)	110	(27)	3	(2)	(4)		(36)	2
Valore al 31.12.2018	6.777	2.595	824	440	327	204	130	108	66	38	377	11.886

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

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 (€6.266 milioni). Le revisioni iniziali e variazione stima negative per €502 milioni comprendono gli effetti dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA; tale effetto è stato parzialmente compensato dall'iscrizione delle nuove obbligazioni

sorte nell'esercizio e dalla revisione in aumento delle stime dei costi di abbandono. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €259 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,2% e 6,1% (-0,01% e 5,9% al 31 dicembre 2017). Gli esborsi più significativi 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 inter-

venti 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 Syndial SpA per €2.009 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €348 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 €653 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri e per esuberanza di €503 milioni sono riferiti principalmente alla definizione di una price revision relativa ad un contratto di vendita gas long-term che trova com-

pensazione nella riduzione del credito verso il fornitore rilevato nelle altre attività non correnti.

Il fondo per imposte 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 italiane ed estere del settore Exploration & Production per €397 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 €236 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 €114 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)	31.12.2018	31.12.2017
Piani a benefici definiti:		
- TFR	275	284
- Piani esteri a benefici definiti	385	409
- Fisd, altri piani medici esteri e altri	148	135
	808	828
Altri fondi per benefici ai dipendenti	309	194
	1.117	1.022

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base dei contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi mone-

tari differiti per €136 milioni, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA per €132 milioni, i premi di anzianità per €22 milioni, il piano di incentivazione di lungo termine ancora in essere per €8 milioni e gli altri piani a lungo termine per €11 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2018						31.12.2017					
	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
(€ milioni)												
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	284	997	135	1.416	194	1.610	298	895	136	1.329	158	1.487
Costo corrente		27	2	29	42	71		24	2	26	54	80
Interessi passivi	4	31	2	37	1	38	3	29	2	34	1	35
Rivalutazioni:	1	(25)	13	(11)	30	19	(6)	54	(1)	47	3	50
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								(14)		(14)		(14)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(31)	1	(30)	29	(1)	(5)	71		66	3	69
- Effetto dell'esperienza passata	1	6	12	19	1	20	(1)	(3)	(1)	(5)		(5)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		2	1	3	115	118		(1)	2	1	28	29
Contributi al piano:								1		1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati	(15)	(35)	(9)	(59)	(74)	(133)	(10)	(37)	(6)	(53)	(36)	(89)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(8)		(8)		(8)		(12)		(12)	(2)	(14)
Variazione dell'area di consolidamento		(90)		(90)	(2)	(92)	(1)	(15)	(1)	(17)	(3)	(20)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	26	4	31	3	34		59	1	60	(9)	51
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	275	925	148	1.348	309	1.657	284	997	135	1.416	194	1.610
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		588		588		588		619		619		619
Interessi attivi		17		17		17		20		20		20
Rendimento delle attività a servizio del piano		(21)		(21)		(21)		12		12		12
Contributi al piano:		25		25		25		24		24		24
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		24		24		24		23		23		23
Benefici pagati		(26)		(26)		(26)		(25)		(25)		(25)
Variazione dell'area di consolidamento		(64)		(64)		(64)		(15)		(15)		(15)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		26		26		26		(47)		(47)		(47)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		545		545		545		588		588		588
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio												
Modifiche nel massimale di attività		5		5		5						
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		5		5		5						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	275	385	148	808	309	1.117	284	409	135	828	194	1.022

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €181 milioni e di €177 milioni rispettivamente al 31 di-

cembre 2018 e al 31 dicembre 2017; 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
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
2017						
Costo corrente		24	2	26	54	80
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)	2	1	28	29
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	3	29	2	34	1	35
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)		(20)		(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	3	9	2	14	1	15
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2	14		14
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					3	3
Totale	3	32	6	41	86	127
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		23	4	27	86	113
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2	14		14

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018				2017			
	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						(14)		(14)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(31)	1	(30)	(5)	71		66
- Effetto dell'esperienza passata	1	6	12	19	(1)	(3)	(1)	(5)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		21		21		(12)		(12)
- Modifiche nel massimale di attività		5		5				
	1	1	13	15	(6)	42	(1)	35

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
31.12.2018									
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
31.12.2017									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	16	48	329	10	9	60	13	100	585
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	16	48	329	10	9	60	16	100	588

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
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	
2017				
Tasso di sconto	1,5	0,6-15,5	1,5	0,0-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,5	1,5-13,5		
Tasso d'inflazione	1,5	0,6-14,8	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	13-24	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
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
2017					
Tasso di sconto	1,5-1,8	0,6-2,5	3,7-15,5	4,1-8,0	0,6-15,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	1,5-3,0	2,5-3,7	5,0-13,5	1,5-10,0	1,5-13,5
Tasso d'inflazione	1,5-1,9	0,6-3,4	3,7-14,8	1,5-4,8	0,6-14,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-24	22-24	13-17	13-24

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	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%
[€ milioni]						
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			
31.12.2017						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(13)	14	9			
Piani esteri a benefici definiti	(72)	79	24	20		13
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(7)	7			7	
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 bene-

fici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €129 milioni, di cui €48 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 indicati:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	
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
31.12.2017					
2018	16	47	7	64	
2019	17	65	7	58	
2020	18	70	6	45	
2021	17	79	6	7	
2022	14	84	6	5	
Oltre	202	64	103	25	
Durata media ponderata	(anni)	10,1	17,5	12,8	2,8

22 | Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Passività per imposte differite lorde	7.956	10.169
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.684)	(4.269)
Passività per imposte differite	4.272	5.900
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.615	8.347
Passività per imposte differite compensabili	(3.684)	(4.269)
Attività per imposte anticipate	3.931	4.078

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.612	8.323
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	849	1.106
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	85	305
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	44	70
- altre	366	365
	7.956	10.169
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.528)	(5.240)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.986)	(2.747)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.104)	(2.164)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.460)	(1.404)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(792)	(801)
- over/under lifting	(604)	(395)
- benefici ai dipendenti	(212)	(194)
- utili infragruppo	(124)	(130)
- altre	(546)	(534)
	(13.356)	(13.609)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	5.741	5.262
Attività per imposte anticipate al netto del fondo di svalutazione	(7.615)	(8.347)

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
2018				
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 finale	7.956	(13.356)	5.741	(7.615)
2017				
Valore iniziale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)
Incrementi	1.171	(2.341)	212	(2.129)
Decrementi	(835)	1.588	(349)	1.239
Differenze di cambio da conversione	(1.123)	862	(202)	660
Altre variazioni	3	(20)	(21)	(41)
Valore finale	10.169	(13.609)	5.262	(8.347)

Le perdite fiscali ammontano a €19.108 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €13.753 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.786 milioni e a società estere per €8.322 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €2.615 milioni e €2.913 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono ri-

portabili 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 35% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €4.133 milioni e a società estere per €1.608 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

23 | Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2018			31.12.2017		
	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						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	99	46	2	170	86	2
- Interest currency swap	14	71	2	41	45	2
- Outright	3	5	2	3	5	2
	116	122		214	136	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	18	6	2	9	5	2
	18	6		9	5	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	1.060	1.107	1	796	771	1
- Over the counter	306	284	2	81	97	2
- Altro	1	5	2	1	2	2
	1.367	1.396		878	870	
	1.501	1.524		1.101	1.011	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	992	1.031	2	683	829	2
- Future	367	263	1	395	390	1
- Opzioni	80	71	2	133	114	2
	1.439	1.365		1.211	1.333	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	311	196	2	227	21	2
- Future	26	15	1	35		1
	337	211		262	21	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	21	21	2	16	16	2
Totale contratti derivati lordi	3.298	3.121		2.590	2.381	
Compensazione	(1.636)	(1.636)		(1.279)	(1.279)	
Totale contratti derivati netti	1.662	1.485		1.311	1.102	
Di cui:						
- correnti	1.594	1.445		1.231	1.011	
- non correnti	68	40		80	91	

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 sommi-

nistrazione 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 di €21 milioni 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 2018 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018		
	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	3.528	404	2
- Future	71	(6)	(2)
	3.599	398	

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA per €1.154 milioni, compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è coperta utilizzando in una relazione di fair value hedge, le differenze di cambio negative per €35 milioni nel 2018 che

maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA di €1.140 milioni.

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2018		
	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	(389)	(13)	642
	(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 stru-

mento 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 discontinue 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)	2018	2017	2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		12	(1)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	129	(44)	17
	129	(32)	16

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: (i) 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 per €129 milioni di proventi netti (oneri netti per €44 milioni e proventi netti per €36 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016); (ii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production per oneri netti di €19 milioni nel 2016.

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2018	2017	2016
- Strumenti finanziari derivati su valute	(329)	809	(494)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	22	28	(12)
- Opzioni			24
	(307)	837	(482)

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 spe-

cifiche 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 e passività direttamente associabili, rispettivamente di €295 milioni e €59 milioni, riguardano: (i) la società Agip Oil Ecuador BV, titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano per la quale è stato firmato un accordo vincolante di cessione. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €274 milioni (di cui attività correnti €81 milioni) e a €59 milioni (di cui passività correnti €33 milioni); (ii) la cessione di attività materiali e partecipazioni minoritarie per un valore di iscrizione complessivo di €21 milioni.

Nel corso del 2018 sono state effettuate: (i) 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; (ii) 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; (iii) la cessione del 50% (intera quota posseduta) della partecipazione nella joint venture Unimar LLC.

25 | Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 sono i seguenti:

(€ milioni)	Capitale sociale	Utili relativi e esercizi precedenti	Altre riserve	Utile dell'esercizio	Totale patrimonio netto di Eni
Saldi al 31.12.2017	4.005	35.966	4.685	3.374	48.030
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		294			294
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)		(49)			(49)
Saldi al 01.01.2018	4.005	36.211	4.685	3.374	48.275

Gli effetti della prima applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono commentati alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	36.702	35.966
Riserva per differenze cambio da conversione	6.605	4.818
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(9)	183
Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(130)	(114)
Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	66	90
Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	15	
Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(581)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.513)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	4.126	3.374
	51.016	48.030

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2018, 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 2017).

Il 10 maggio 2018, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,40 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di €0,40 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 23 maggio 2018, con data di stacco il 21 maggio 2018 e "record date" il 22 maggio 2018. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2017 ammonta perciò a €0,80.

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

(€ milioni)	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
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
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
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	(99)	(13)	(112)	21	
Variazione dell'esercizio	(59)	14	(45)	(33)	29	(4)	69	
Differenze cambio				(1)	3	2		
Rigiro a conto economico	53	(14)	39					
Riserva al 31.12.2017	240	(57)	183	(133)	19	(114)	90	

La riserva relativa alle partecipazioni valutate a fair value non comprende gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 di €681 milioni rilevati negli Utili relativi a esercizi precedenti.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano per: (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 aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) 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 2018 di €1.513 milioni pari a €0,42 per azione è stato deliberato il 13 settembre 2018 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 26 settembre 2018.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2018 comprende riserve distribuibili per circa €46 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2018	2017	31.12.2018	31.12.2017
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	3.173	3.586	42.615	42.529
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(134)	(466)	7.183	6.110
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile		(1)	153	145
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	862	202	2.000	719
- eliminazione di utili infragruppo	177	(88)	(519)	(807)
- imposte sul reddito differite e anticipate	59	144	(359)	(617)
	4.137	3.377	51.073	48.079
Interessenze di terzi	(11)	(3)	(57)	(49)
Come da bilancio consolidato	4.126	3.374	51.016	48.030

26 | Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2018	2017	2016
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	44		
Attività non correnti	198		
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	11		
Passività correnti e non correnti	(47)		
Effetto netto degli investimenti	206		
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(50)		
Provento da bargain purchase	(8)		
Totale prezzo di acquisto	148		
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(29)		
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	119		
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	328	166	6.526
Attività non correnti	5.079	814	8.615
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	785	(252)	(5.415)
Passività correnti e non correnti	(3.470)	(205)	(6.334)
Effetto netto dei disinvestimenti	2.722	523	3.392
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	113		7
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(3.498)		(1.006)
Valutazione al fair value per business combination	889		
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	13	2.148	11
Interessenze di terzi			(1.872)
Totale prezzo di vendita	239	2.671	532
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(286)	(9)	(894)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(47)	2.662	(362)

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 porta-

foglio 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 Nafta 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)	31.12.2018	31.12.2017
Imprese consolidate	5.082	5.595
Imprese controllate non consolidate	196	181
Imprese in joint venture e collegate	4.056	10.046
Altri	163	352
	9.497	16.174

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 LNG del valore complessivo di €4.586 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'EPCIC 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'EPCIC 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 €1.147 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 €4.082 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 €1.397 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

dell'LNG 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 €121 milioni in quota Eni; (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di €155 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 €1.309 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 riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.576 milioni (€2.312 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) la garanzia bancaria di €1.010 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016. L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €5.000 milioni (€5.564 milioni al 31 dicembre 2017).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €499 milioni (€6.122 milioni al 31 dicembre 2017) 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). Il decremento di €5.623 milioni

è dovuto alla cancellazione delle garanzie a seguito del completamento dei principali lotti del progetto; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.664 milioni (€1.623 milioni al 31 dicembre 2017), di cui €1.397 milioni riferiti alle garanzie rilasciate nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.334 milioni al 31 dicembre 2017); (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.644 milioni (€2.122 milioni al 31 dicembre 2017), di cui €1.147 milioni relativi

agli impegni assunti per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nell'ambito del progetto di sviluppo riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.094 milioni al 31 dicembre 2017) e €279 milioni rilasciati nell'interesse del gruppo Saipem (€1.008 milioni al 31 dicembre 2017); (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 €177 milioni (€169 milioni al 31 dicembre 2017). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €2.159 milioni (€2.594 milioni al 31 dicembre 2017).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Impegni	54.611	14.498
Rischi	673	691
	55.284	15.189

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 €52.397 milioni (€11.289 milioni al 31 dicembre 2017). L'aumento di €41.108 milioni è riferito essenzialmente: (a) all'emissione di parent company guarantees, 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 €13.094 milioni e di una quota di partecipazione del 25% nella Concessione di Gasha della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €21.824 milioni. Entrambe le garanzie sono state rilasciate a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai due 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 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) all'emissione di parent company guarantees per €6.831 milioni a seguito dell'assegnazione di nuovi titoli esplorativi nell'offshore del Messico e della decisione finale d'investimento per lo sviluppo delle riserve dell'Area 1 nell'offshore; (ii) 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 €2.079 milioni (€2.113 milioni al 31 dicembre 2017) 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 LNG 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 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, 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; (iii) 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 €116 milioni (€128 milioni al 31 dicembre 2017); 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 €244 milioni (€235 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €429 milioni (€456 milioni al 31 dicembre 2017).

Impegni non quantificabili

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.

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 ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrare 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 propone 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 (Portafoglio espresso in euro) e 2017 (Portafoglio espresso in USD). Nel 2018, 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 2017.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2018 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2017) 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%)

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,65	1,80	2,73	2,99	3,76	1,72	2,38	2,58
Tasso di cambio ^(a)	0,57	0,09	0,28	0,25	0,57	0,08	0,22	0,26

(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%)

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	18,60	6,79	11,04	7,50	21,14	5,15	12,24	5,15
Trading ^(b)	2,28	0,26	0,73	0,27	2,29	0,21	0,79	0,66

(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)

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,35	0,25	0,29	0,25	0,41	0,27	0,35	0,27

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(\$ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,04	0,01	0,02	0,02	0,04	0,02	0,03	0,03

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in \$ 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 avuto riguardo tra l'altro, per queste ultime del modello di finanza accentrato 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 dalla funzione 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 aggiuntivi 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 2018 il programma risulta utilizzato per circa €16,7 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. 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 da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni; nel corso del 2018 Moody's, a seguito della riduzione del rating assegnato all'Italia (da Baa2 a Baa3 con outlook stabile), ha ridotto il rating Eni di un notch (da A3 all'attuale Baa1).

Nel 2018 sono stati emessi bond per un controvalore complessivo di circa €2,8 miliardi, di cui circa €1,1 miliardi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e circa €1,7 miliardi attraverso un'emissione dual-tranche sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2018, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.484 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.214 milioni, tutte scadenti oltre i 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 tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di paga-

menti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	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
	Anni di scadenza						
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
31.12.2017							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.000	4.084	2.857	1.279	1.246	10.810	22.276
Passività finanziarie a breve termine	2.242						2.242
Passività per strumenti finanziari derivati	1.011	64	10	1	16		1.102
	5.253	4.148	2.867	1.280	1.262	10.810	25.620
Interessi su debiti finanziari	582	511	411	304	250	1.455	3.513
Garanzie finanziarie	473						473

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2019	2020-2023	Oltre	Totale
31.12.2018				
Debiti commerciali		11.645		11.645
Altri debiti e anticipi		5.102	59	5.257
		16.747	59	16.902
	Anni di scadenza			
	2018	2019-2022	Oltre	Totale
31.12.2017				
Debiti commerciali		10.890		10.890
Altri debiti e anticipi		5.858	19	5.903
		16.748	19	16.793

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali 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: (i) 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; (ii) ai contratti di leasing operativo di impianti, immobili, terreni e altri beni, tra i quali i maggiori per importo sono i leasing operativi di unità FPSO nel settore Exploration & Production utilizzate nello sviluppo dei progetti Offshore Cape Three Points in Ghana e il blocco 15/06 in Angola della durata compresa tra 11 e 14 anni.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	776	601	481	303	268	1.524	3.953
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	335	294	407	260	124	12.394	13.814
Costi relativi a fondi ambientali	349	321	254	239	188	1.245	2.596
Impegni di acquisto^(c)	14.674	11.258	10.649	9.683	9.546	76.014	131.824
- Gas							
Take-or-pay	11.886	10.470	9.995	9.276	9.210	75.035	125.872
Ship-or-pay	1.164	558	482	382	324	941	3.851
- Altri impegni di acquisto	1.624	230	172	25	12	38	2.101
Altri Impegni	8	1	1	1	1	104	116
- Memorandum di intenti Val d'Agri	8	1	1	1	1	104	116
	16.142	12.475	11.792	10.486	10.127	91.281	152.303

(a) Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) 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.

(c) 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 €32,7 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 conside-

rato 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza					
	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	6.492	4.917	3.458	1.910	3.629	20.406

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018			2017		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading ^(a)	6.552	32		6.012	(111)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	177	(178)		209	793	
Strumenti finanziari non correnti:						
- Titoli da detenersi sino alla scadenza ^(a)				73		
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)				207	9	(4)
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value^(c)	919	231	15			
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	14.145	(343)		15.583	(958)	
- Crediti finanziari ^(e)	1.489	(139)		1.918	(116)	
- Titoli ^(a)	64					
- Debiti commerciali e altri debiti ^(a)	16.902	(28)		16.793	(51)	
- Debiti finanziari ^(f)	25.865	(615)		24.707	(1.137)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(g)		642	(243)		(42)	(6)

(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 €129 milioni di proventi (oneri per €44 milioni nel 2017) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €307 milioni di oneri (proventi per €837 milioni nel 2017).

(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 €415 milioni di svalutazioni nette (€913 milioni di svalutazioni nette nel 2017) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €69 milioni di proventi (oneri per €45 milioni nel 2017), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €38 milioni.

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per €139 milioni di oneri (€116 milioni di oneri nel 2017), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €129 milioni (€128 milioni nel 2017) e svalutazioni nette per €275 milioni.

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per €615 milioni di oneri (€1.137 milioni di oneri nel 2017) comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €605 milioni (€654 milioni nel 2017).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €642 milioni di proventi (oneri per €54 milioni nel 2017) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €12 milioni di proventi nel 2017.

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
31.12.2018			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	15.634	1.533	14.101
Altre attività correnti	3.894	1.636	2.258
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	18.280	1.533	16.747
Altre passività correnti	5.616	1.636	3.980
31.12.2017			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	16.636	1.215	15.421
Altre attività correnti	2.852	1.279	1.573
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.963	1.215	16.748
Altre passività correnti	2.794	1.279	1.515

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €1.347 milioni (€1.041 milioni al 31 dicembre 2017) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €186 milioni (€174 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.636 milioni (€1.279 milioni al 31 dicembre 2017).

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) **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 EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison,

è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti ed è stata effettuata la 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 per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio. La difesa ha presentato richiesta di archiviazione, mentre il Comune di Crotone si è costituito parte offesa. La Procura di Crotone ha notificato avviso di chiusura delle indagini preliminari. Nel marzo 2019 il PM procedente ha chiesto durante l'udienza preliminare il proscioglimento di tutti gli imputati. Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica dell'area denominata "Farina Trappeto". La società ha presentato un nuovo progetto di bonifica già ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. Sono in corso di completamento le autorizzazioni finali. Per questo secondo procedimento è stata presentata memoria per chiederne l'archiviazione.

- (ii) **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 Syndial 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 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. A esito dell'udienza preliminare il Tribunale di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. A seguito di ricorso in Cassazione della Procura, la Corte ha riconosciuto la fondatezza della questione di legittimità Costituzionale circa i termini di prescrizione per il reato di disastro e ha accolto l'istanza, trasmettendo gli atti alla Corte Costituzionale. La Corte Costituzionale ha dichiarato non fon-

data la questione, ritenendo che la parificazione del termine prescrizionale per l'ipotesi dolosa e la corrispondente ipotesi colposa sia espressione di una non irragionevole discrezionalità legislativa sull'assunto che, in rapporto a determinati delitti colposi che suscitano particolare allarme sociale – come il disastro – la complessità degli accertamenti necessari giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione. La Corte di Cassazione ha restituito gli atti alla Procura di Sassari che ha proceduto a ripresentare la richiesta di rinvio a giudizio. È in corso di svolgimento la fase dell'udienza preliminare.

- (iii) **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 Syndial) 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 Syndial 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 Syndial 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 tutti gli indagati Syndial e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Syndial ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. Nessun riferimento è stato effettuato dal Giudice all'eventuale inefficacia della barriera idraulica e degli interventi di messa in sicurezza di emergenza su cui si fondava la posizione della Procura. La difesa ha presentato appello. Si è in attesa della fissazione dell'udienza.
- (iv) **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 Syndial è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento alla procedura di bonifica dell'area Minciaredda, nel gennaio 2016 la Conferenza di Servizi Decisoria ha approvato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde dell'area di Minciaredda. Syndial ha ottenuto le necessarie autorizzazioni ministeriali e giudiziarie per avviare i lavori. A esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. Alcune associazioni ambientaliste si sono costituite in giudizio. Il procedimento prosegue.
- (v) **Syndial SpA – Palte fosfatice, Sito di Porto Torres [1].** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatice" 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. Syndial 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. Le indagini sono in corso.

- (vi) **Syndial SpA – Palte fosfatice, 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 fosfatice", acque raccolte da Syndial 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. Le indagini sono in corso.
- (vii) **Syndial SpA - Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial, 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. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. 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 Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Syndial ha concluso alcuni accordi transattivi. Nel novembre 2016 il Giudice ha assolto gli imputati per tutti i casi contestati ad eccezione di uno, per il quale ha emesso sentenza di condanna. Le difese degli imputati, la Procura e le parti civili hanno proposto appello. Il procedimento è stato sospeso a seguito del Ricorso in Cassazione presentato dalla difesa.
- (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 puntuali 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 pende in 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. L'interruzione ha riguardato una produzione 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 Practices 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, a esito dell'udienza preliminare conclusa nell'aprile 2017, è stata confermata la richiesta formulata dalla Procura del rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica. Il processo si è aperto nel novembre 2017 e ad oggi pende in fase dibattimentale.

(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, morte e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Considerato il livello di rischio, nel dicembre 2017 Eni ha proposto richiesta di incidente probatorio sul tema salute, che è stata respinta.

(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. 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.

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 dimostrano che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

(xii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 è stato notificato alle società Eni Raffineria di Gela ed EniMed un avviso di conclusione delle indagini preliminari emesso dalla Procura di Palermo nell'ambito del 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.

(xiii) **Syndial SpA - Disastro ambientale Ferrandina.** Nel gennaio 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Syndial 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. A seguito dell'interrogatorio dell'indagato, è stata formulata

nei suoi confronti la richiesta di rinvio a giudizio.

(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 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 di 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. In data 26 marzo 2019 il Tribunale del Riesame di Siracusa ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto.

(xv) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Nella prima mattina del giorno 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un grave incidente mortale. Secondo i primi accertamenti nell'immediatezza del fatto, durante lo scarico di un serbatoio vuoto di azoto dalla piattaforma al supply vessel Aline B 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 fascicolo di 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.

1.2. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

(i) **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 Syndial 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 Syndial al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Syndial 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 sta-

to 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 Syndial 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 Syndial con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte di 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 Syndial a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Syndial 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 Syndial delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Syndial, 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 di Appello. Nei termini di legge la Società e i suoi dirigenti si sono costituiti presentando ricorso e controricorso.

(ii) **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 Syndial, 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.

(iii) **Eni SpA – Syndial SpA – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato

a Raffineria di Gela, Syndial 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 Syndial), 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. Le operazioni condotte dai periti del Tribunale e dai periti di parte hanno prodotto valutazioni tecniche molto distanti fra loro, pertanto non è stato raggiunto un accordo conciliativo. Un solo ATP è allo stato ancora in corso. 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) **Syndial SpA - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio, i quali hanno citato in giudizio Syndial nel maggio 2008 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 sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel febbraio 2013 il Tribunale ha ordinato di procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee. L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli Enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale che prosegue con la fase della CTU. Una prima fase della CTU è stata depositata nel settembre 2018. Prosegue l'attività istruttoria.

(v) **Syndial SpA e Versalis SpA – Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial 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 Syndial 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 Syndial e Versalis ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate e condannandolo al rimborso delle spese di giudizio. Nel settembre 2017 il Comune ha proposto appello chiedendo di rimettere in istruttoria la causa con l'ammissione di una CTU, nonché la sospensione della provvisoria esecutività della sentenza di primo grado. Nell'aprile 2018 la Corte d'Appello di Catania ha rigettato l'appello proposto dal Comune. È stato presentato ricorso dinanzi alla Corte di Cassazione relativamente al capo sulle spese, in cui le società si sono costituite e ricorso per revocazione della sentenza dinanzi alla Corte d'Appello di Catania, nel quale le società si stanno costituendo.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

(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. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni, di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel ed €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo). In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva. Nel maggio 2014 il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano che, nel settembre 2017, ha stabilito con sentenza parziale che, quanto alle domande di Alitalia in A.S.: (i) per il periodo 1998-fine 2004 si sono prescritte; (ii) per il periodo successivo al giugno 2006 non si debba dar luogo ad alcun ulteriore accertamento, essendo Alitalia in A.S. venuta meno ai propri oneri di allegazione;

(iii) per il solo periodo compreso tra il dicembre 2004 ed il giugno 2006 debba essere espletata apposita consulenza tecnica d'ufficio (CTU). Il giudizio pende in primo grado, in fase istruttoria, per l'espletamento della CTU. A fronte di questo contenzioso è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi e oneri legali.

- (ii) **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 (che al 30 giugno 2016 presentava net asset in ottica consolidata di €34,7 miliardi) 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 rimarrà 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. La corretta interpretazione del lodo arbitrale e le conseguenze sulla revisione prezzo 2012-2015 sono oggetto di una nuova procedura arbitrale.

3. 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, 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.

- (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 approvigionamenti 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, il 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, il 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 del 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 il 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. Si è in attesa di fissazione dell'udienza. 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.

- (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. 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 anti-corruzione 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, 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 circa €100 milioni. 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, ma né Eni né altre società del Gruppo hanno ricevuto notifiche in merito a tale procedimento.

- (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 è stato eseguito un provvedimento di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. emesso dalla Procura di Milano, avente ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Nel febbraio 2019 Eni ha ricevuto una richiesta di proroga delle indagini preliminari sino ad ottobre 2019.

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 anti-corruzione affinché fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati preliminari di tali attività, allo stato non ancora concluse, 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.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative alla predetta indagine, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del D.Lgs. n. 58/1998 ("TUF"). In particolare, alla Società è stato richiesto di fornire elementi informativi in merito alle "indagini Congo" e ad ogni iniziativa intrapresa dalla Società – ivi incluse specifiche attività di audit svolte al riguardo e/o eventuali affidamenti di incarichi di verifica in relazione alle indagini in commento – e ai relativi esiti, trasmettendo l'eventuale documentazione di supporto. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto di fornire elementi informativi in merito all'attività di vigilanza dallo stesso svolta riguardo alle indagini in questione. Il Collegio Sindacale e la Società hanno risposto alla richiesta di informazioni, rispettivamente, l'11 e il 13 giugno 2018.

4. 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. 7320/2014RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turrizziani 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 Costatazione 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 I 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; (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. Quest'ultimo procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e nel quale il primo procedimento è confluito, riguardante fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza, con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. Anche il procedimento pendente innanzi alla Procura di Prato era stato riunito nel marzo 2015 al procedimento di Roma. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, 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 settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti dell'allora ex Direttore Generale della "Divisione R&M". I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente, tuttavia l'accertamento in questione riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. Nel marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura di Roma nell'ambito del medesimo procedimento, 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. Nel settembre 2015 la Procura di Roma ha disposto un accertamento tecnico al fine di verificare la rispondenza dei software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero

dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici si sono conclusi con la verifica della conformità dei software analizzati. In questa occasione si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti 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 interloquuto 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 continua a fornire la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel dicembre 2017 sono stati nominati nell'ambito del procedimento consulenti tecnici di rinomata professionalità e competenza, ai fini della verifica di integrità sui siti interessati e i cui esiti saranno oggetto di confronto con l'Autorità giudiziaria. Le verifiche sono in corso.

Nel marzo 2018 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari. Per quanto di interesse di Eni, il procedimento coinvolge 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 Collesalveti (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 contestata in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale. Alcuni dei difensori nominati hanno depositato memorie difensive, richiedendo alla Procura un provvedimento di archiviazione.

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 stralcio (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.

Nell'ottobre 2018 è pervenuta nell'ambito del procedimento penale principale notifica dell'avviso di fissazione dell'udienza preliminare e della relativa richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura. 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 dinanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma. La società ricorrerà nelle sedi opportune. A fronte di questo contenzioso è stato eseguito un accantonamento al fondo imposte.

- (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, l'ex Chief Legal and Regulatory Affairs di Eni, attualmente Chief Gas & LNG Marketing and Power Officer della Società. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolti, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti. Inoltre, Eni non risulta essere oggetto di indagine.

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 dell'ex Chief Legal and Regulatory Affairs 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 due relazioni del 22 novembre 2018 e del 14 febbraio 2019 che non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Le relazioni sono state presentate al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmesse 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 la società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza che il Collegio decida di adottare. Il Collegio Sindacale e la Società hanno risposto alla richiesta di informazioni, rispettivamente, l'11 e il 13 giugno 2018. Successivamente, la Società 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 comunicazioni inviate il 21 settembre, 3 e 20 dicembre 2018 e 19 febbraio 2019. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Colle-

gio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti. 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 di Amministrazione.

- (iii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Abuso di informazioni privilegiate.** Nel marzo 2019 è stata notificata al 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.

5. Procedimenti chiusi

- (i) **Syndial SpA – Clorosoda.** Procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti di società riconducibili al Gruppo Eni, che ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal Giudice lo svolgimento di una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. La relazione predisposta dai periti nominati dal Giudice esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-dicloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. A seguito della perizia la Procura ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari in relazione a 4 casi, contestando il reato di lesioni personali e formulato la richiesta di rinvio a giudizio solo in relazione alla specifica vicenda che riguarda un ex-lavoratore nel frattempo deceduto. Rispetto all'iniziale contestazione, che aveva ad oggetto numerosi (oltre cento) casi di lesioni personali e omicidio colposo, il procedimento dunque si è ridimensionato. Nel giugno 2017 il Giudice ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati; la Procura ha proposto appello. Nel settembre 2018 la Corte d'Appello ha dichiarato inammissibile l'impugnazione proposta dal Pubblico Ministero, con pronuncia passata in giudicato. Anche in relazione al procedimento stralcio avente ad oggetto i 4 casi anzidetti il Giudice ha pronunciato la sentenza di non luogo a procedere, divenuta irrevocabile nel febbraio 2018.

- (ii) **Eni – Raffineria di Gela SpA – EniMed SpA – Syndial SpA.** Nel dicembre 2015, 273 cittadini di Gela hanno presentato un ricorso ex art. 700 c.p.c. per chiedere che il Tribunale disponesse la fermata di tutte le attività produttive delle società del Gruppo Eni presenti nella piana di Gela al fine di porre fine all'impatto ambientale delle stesse sull'ambiente circostante e sulla salute della popolazione locale. I ricorrenti hanno

chiesto altresì di nominare dei commissari ai quali affidare la gestione della fermata degli impianti e la prosecuzione degli interventi di bonifica dell'area. Inoltre è stato chiesto di ordinare al Comune di Gela, quale autorità competente in materia di tutela sanitaria, di adottare ogni provvedimento ritenuto utile a preservare la salute della popolazione locale. L'iniziativa giudiziaria trae origine dalla presunta situazione di generale compromissione ambientale del sito e dalla conseguente necessità di tutelare la popolazione da seri rischi per la salute. L'iniziativa è stata promossa anche a seguito di talune relazioni tecniche depositate dai periti del Tribunale in un procedimento pre-contenzioso volto ad accertare la sussistenza di un nesso causale tra l'inquinamento di origine industriale e le malformazioni registrate nella città di Gela. A seguito di articolata istruttoria, nel dicembre 2017 il Tribunale ha rigettato tutte le richieste dei ricorrenti, condannandoli al pagamento delle spese processuali. Avverso tale provvedimento è stato proposto reclamo. Nel settembre 2018 il Tribunale ha rigettato l'impugnazione proposta dai ricorrenti, confermando i contenuti dell'ordinanza emessa dal Giudice di primo grado. Il procedimento cautelare promosso dunque è definitivamente concluso.

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 – Risk 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 2018 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,93 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 7,25 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 12,68 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
2018					
Ricavi da clienti terzi	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 petrochimici		762	4.777	35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	2.363	20	11	2.421
- Servizi	247	2.372	584	130	3.333
Totale	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

(€ milioni)	2018
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	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)	2018	2017	2016
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	454	3.288	14
Altri proventi	662	770	917
	1.116	4.058	931

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda 2018 riguardano 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 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)	2018	2017	2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	41.125	35.907	27.783
Costi per servizi	10.625	12.228	12.727
Costi per godimento di beni di terzi	1.820	1.684	1.672
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.120	886	505
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting		145	240
Altri oneri	1.130	931	666
	55.820	51.781	43.593
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(192)	(224)	(297)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(6)	(9)	(18)
	55.622	51.548	43.278

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €287 milioni (€273 milioni e €204 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e canoni per contratti di leasing operativo per €872 milioni (€1.022 milioni e €566 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo

patrimoniale ammontano a €197 milioni (€185 milioni e €161 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti petroliferi per €1.043 milioni (€674 milioni e €572 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Pagabili entro:			
1 anno	776	883	593
da 2 a 5 anni	1.653	1.710	1.040
oltre 5 anni	1.524	1.939	785
	3.953	4.532	2.418

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente unità di floating production & storage (FPSO) per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, immobili per uso ufficio, impianti di perforazione offshore (rig), time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e altri impianti, attrezzature e beni. Questi contratti possono prevedere opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per

esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €101 milioni (accantonamenti netti di €375 milioni e di €55 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €266 milioni (accantonamenti netti di €200 milioni e €198 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016). 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.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2018	2017	2016
Salari e stipendi	2.409	2.447	2.491
Oneri sociali	448	441	445
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	220	113	81
Altri costi	170	162	202
	3.247	3.163	3.219
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(142)	(202)	(215)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(12)	(10)	(10)
	3.093	2.951	2.994

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €37 milioni (€18 milioni e €47 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e oneri per programmi a contributi definiti per €95 milioni (€90 milioni e €83 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

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:

(numero)	2018		2017		2016	
	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	999	17	995	17	1.018	18
Quadri	9.095	84	9.089	98	9.160	109
Impiegati	16.220	361	16.721	371	17.180	384
Operai	5.259	283	5.659	285	5.703	294
	31.573	745	32.464	771	33.061	805

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 natu-

ra 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 Group³⁰⁾"); (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.

[30] Il Peer Group è composto dalla seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

[31] La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

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 (€14,246 per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (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 e 2018, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €5,1 milioni (€0,4 milioni nel 2017) 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 strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Salari e stipendi	27	25	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	10	9	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		7	4
	39	43	44

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,6 milioni, €14,5 milioni e €7,1 milioni rispettivamente per gli esercizi 2018, 2017 e 2016. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,604 milioni, €0,760 milioni e €0,738 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2018, 2017 e 2016.

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)	2018	2017	2016
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.967	3.924	5.850
Oneri finanziari	(4.663)	(5.886)	(6.232)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	32	(111)	(21)
Strumenti finanziari derivati	(307)	837	(482)
	(971)	(1.236)	(885)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(565)	(638)	(639)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	32	(111)	(21)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(120)	(113)	(118)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	16	37
- Interessi attivi verso banche	18	12	15
	(627)	(834)	(726)
Differenze attive (passive) di cambio	341	(905)	676
Strumenti finanziari derivati	(307)	837	(482)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	132	128	143
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	52	73	106
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(249)	(264)	(312)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(313)	(271)	(290)
	(378)	(334)	(353)
	(971)	(1.236)	(885)

(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.

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. 14 – 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)	2018	2017	2016
Dividendi	231	205	143
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	22	163	(14)
Altri proventi (oneri) netti	910	(33)	(183)
	1.163	335	(54)

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €187 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €35 milioni (analogamente nei comparative periods).

Gli altri proventi netti comprendono 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. Nei comparative periods gli oneri si riferiscono alla svalutazione da impairment test di joint venture e collegate.

32 | Imposte sul reddito

(€ milioni)	2018	2017	2016
Imposte correnti:			
-imprese italiane	301	712	195
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	4.906	3.167	2.671
-imprese estere	163	142	133
	5.370	4.021	2.999
Imposte differite e anticipate nette:			
-imprese italiane	130	(464)	(243)
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	497	(162)	(813)
-imprese estere	(27)	72	(7)
	600	(554)	(1.063)
	5.970	3.467	1.936

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €241 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando

l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (24% e 27,5% rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Utile ante imposte	10.107	6.844	892
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	27,5
Imposte teoriche	2.426	1.643	245
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	3.096	1.882	1.152
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	252	(96)	397
- effetto tassazione dividendi infragruppo	47	1	87
- effetto Irap delle società italiane	50	77	42
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni	(1)	(177)	8
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009		61	
- altre motivazioni	100	76	5
	3.544	1.824	1.691
Imposte effettive	5.970	3.467	1.936

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €3.014 milioni (rispettivamente, €1.811 milioni e €1.211 milioni nel 2017 e 2016).

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 3.601.140.133 (stesso ammontare negli esercizi 2017 e 2016).

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 2018 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017 e 2018. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 2.782.584 per l'esercizio 2018 (1.691.413 nell'esercizio 2017). Nell'anno 2016 non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

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:

	2018	2017	2016
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.601.140.133	3.601.140.133	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte del piano ILT azionario	2.782.584	1.691.413	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.603.922.717	3.602.831.546	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni (€ milioni)	4.126	3.374	(1.464)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,41)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,41)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations (€ milioni)	4.126	3.374	(1.051)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,29)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,29)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations (€ milioni)			(413)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)			(0,12)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)			(0,12)

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)	2018	2017	2016
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	17	9	4
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	93	252	170
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	287	273	204
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	380	525	374
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	1.081	995	1.092
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.267	1.371	1.905
Totale attività materiali e immateriali	2.348	2.366	2.997
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	77	81	118
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	463	442	417
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	287	273	204
Totale effort esplorativo	750	715	621

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 2018 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 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 & Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2018						
Ricavi netti 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 netti 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
2016						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	16.089	40.961	18.733	1.343		
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.711)	(8.898)	(1.605)	(1.150)		
Ricavi da terzi	6.378	32.063	17.128	193		55.762
Risultato operativo	2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	123	50	171	438	(277)	505
Ammortamenti	6.772	354	389	72	(28)	7.559
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	740	167	120	40		1.067
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	1.440	86	16			1.542
Radiazioni	153	2	195			350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)	(144)		(326)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	75.716	12.014	10.712	1.146	(520)	99.068
Attività non direttamente attribuibili						25.477
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.626	592	289	1.533		4.040
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.433	8.923	3.968	3.939	(332)	33.931
Passività non direttamente attribuibili						37.528
Investimenti in attività materiali e immateriali	8.254	120	664	55	87	9.180

(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
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
2016								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.769	7.370	6.960	5.397	19.471	39.812	1.289	99.068
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.163	331	460	233	1.978	5.004	11	9.180

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2018	2017	2016
Italia	25.279	21.925	21.280
Resto dell'Unione Europea	20.408	19.791	15.808
Resto dell'Europa	7.052	5.911	4.804
Americhe	5.051	5.154	3.212
Asia	9.585	7.523	5.619
Africa	8.246	6.428	4.865
Altre aree	201	187	174
	75.822	66.919	55.762

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 inferiore a 1 milione di euro) 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.

Si segnala che alcune esigue transazioni con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione sono state concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero nel rispetto della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob.

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 2018" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Esercizio 2018

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018			2018		
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi	Ricavi	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	420	30	
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	134		998	1	
Mellitah Oil & Gas BV	1	268		502	1	
Petrobrel Belayim Petroleum Co	56	2.029		2.282	7	
Unión Fenosa Gas SA	4	7	57		123	37
Vår Energi AS	13	100	218			
Altre ^(*)	44	25		104	111	(26)
	236	2.848	2.392	4.513	335	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	13	7	
	93	24	196	13	18	
	329	2.872	2.588	4.526	353	11
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	134	151		514	118	227
Gruppo Italgas	5	146		667	23	
Gruppo Snam	237	289		1.184	109	(1)
Gruppo Terna	26	47		231	150	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	67	85		588	555	74
Altre	25	18		34	45	
	494	736		3.218	1.000	308
Altri soggetti correlati	1	2		32	4	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	40	140		229	34	
Totale	864	3.750	2.588	8.005	1.391	319

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2017

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017			2017		
		Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi	Ricavi	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	450	44	
Karachaganak Petroleum Operating BV		36	121		951		
Mellitah Oil & Gas BV		5	220		495	2	
Petrobel Belayim Petroleum Co		86	1.205		3.168	8	
Unión Fenosa Gas SA				57	3	202	28
Altre ^(*)		84	22		140	128	
		295	1.731	8.421	5.349	412	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	14	7	
		97	24	181	14	14	
		392	1.755	8.602	5.363	426	28
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		123	187		622	164	285
Gruppo Italgas		14	180	1	681	18	
Gruppo Snam		187	351		1.221	85	
Gruppo Terna		35	31		212	154	15
GSE - Gestore Servizi Energetici		69	219		506	702	2
Altre ^(*)		50	21		38	16	1
		478	989	1	3.280	1.139	303
Altri soggetti correlati		1	2		25	1	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»		39	145		530	42	
Totale		910	2.891	8.603	9.198	1.608	331

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2016

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2016			2016		
		Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi	Ricavi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	50		156		
Gruppo Saipem		64	224	8.094	781	51	
Karachaganak Petroleum Operating BV		47	187		918	27	
Mellitah Oil & Gas BV		7	134		477		
Petrobel Belayim Petroleum Co		225	532		1.940	2	
Unión Fenosa Gas SA				57		94	
Altre(*)		114	25	1	145	143	47
		458	1.152	8.152	4.417	317	47
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				192			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		69	1	3		2	
Altre(*)		9	16	51	8	10	
		78	17	246	8	12	
		536	1.169	8.398	4.425	329	47
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		151	254		808	201	182
Gruppo Italgas		54	1		4		
Gruppo Snam		44	541	1	2.032	113	
Gruppo Terna		33	46		232	117	13
GSE - Gestore Servizi Energetici		58	32		243	414	5
Altre(*)		43	24		37	68	
		383	898	1	3.356	913	200
Altri soggetti correlati							
			2		32		
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»							
		176	331		423	70	
Totale							
		1.095	2.400	8.399	8.236	1.312	247

(*) 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 raddetti 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 e la prestazione di servizi (maggiori informazioni sono riportate 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, la vendita di GNL e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS e crediti e debiti di natura commerciale e diversa;

- 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 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 €24 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi a Eni Foundation e alla Fondazione Eni Enrico Mattei rispettivamente per €3 milioni e €4 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Esercizio 2018

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi 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		
Shatskorneftegaz Sàrl					267	7
Société Centrale Electrique du Congo SA		64	30		5	
Vår Energi AS			494			
Altre		38	4	22	9	13
		915	564	1.664	281	115
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	283	115

Esercizio 2017

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017			2017	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi 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	1	14
		1.226	95	1.625	1	190
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	4	191

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2016

		31.12.2016			2016		
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Strumenti finanziari derivati
Joint venture e imprese collegate							
Cardón IV SA		1.054				96	
Gruppo Saipem				82		43	27
Matrica SpA		125			93	9	
Shatskmorneftegaz Sàrl		69			13	4	
Société Centrale Electrique du Congo SA		78			18		
Unión Fenosa Gas SA			85				
Altre ^(*)		52		2	17	4	
		1.378	85	84	141	156	27
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd			54				
Altre ^(*)		46	52		1	1	
		46	106		1	1	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre					3		
					3		
Totale		1.424	191	84	145	157	27

(*) 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);
- la svalutazione di crediti finanziari concessi alla Shatskormorneftegaz Sàrl;

- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le finanziarie di Gruppo per la Vår Energi AS.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- depositi vincolati ricevuti a garanzia di operazioni su contratti derivati per 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 è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	31.12.2018			31.12.2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
(€ milioni)						
Altre attività finanziarie correnti	300	49	16,33	316	73	23,10
Crediti commerciali e altri crediti	14.101	633	4,49	15.421	834	5,41
Altre attività correnti	2.258	71	3,14	1.573	30	1,91
Altre attività finanziarie non correnti	1.253	915	73,02	1.675	1.214	72,48
Altre attività non correnti	792	160	20,20	1.323	46	3,48
Passività finanziarie a breve termine	2.182	661	30,29	2.242	164	7,31
Debiti commerciali e altri debiti	16.747	3.664	21,88	16.748	2.808	16,77
Altre passività correnti	3.980	63	1,58	1.515	60	3,96
Altre passività non correnti	1.502	23	1,53	1.479	23	1,56

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2018			2017			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
(€ milioni)									
Ricavi della gestione caratteristica	75.822	1.383	1,82	66.919	1.567	2,34	55.762	1.238	2,22
Altri ricavi e proventi	1.116	8	0,72	4.058	41	1,01	931	74	7,95
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(55.622)	(8.009)	14,40	(51.548)	(9.164)	17,78	(43.278)	(8.212)	18,97
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(415)	26	..	(913)			(846)		
Costo lavoro	(3.093)	(22)	0,71	(2.951)	(34)	1,15	(2.994)	(24)	0,80
Altri proventi (oneri) operativi	129	319	..	(32)	331	..	16	247	..
Proventi finanziari	3.967	115	2,90	3.924	191	4,87	5.850	157	2,69
Oneri finanziari	(4.663)	(283)	6,07	(5.886)	(4)	0,07	(6.232)	(145)	2,33
Strumenti finanziari derivati	(307)			837			(482)	27	..

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Ricavi e proventi	1.391	1.608	1.312
Costi e oneri	(5.210)	(5.360)	(5.623)
Altri proventi (oneri) operativi	319	331	247
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	683	391	182
Interessi	110	187	133
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.707)	(2.843)	(3.749)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.768)	(3.838)	(2.613)
Disinvestimenti in partecipazioni			463
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	20	425	252
Variazione crediti finanziari	(566)	298	5.650
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.314)	(3.115)	3.752
Variazione debiti finanziari	16	(16)	(192)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	16	(16)	(192)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(6.005)	(5.974)	(189)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2018			2017			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	13.647	(2.707)	..	10.117	(2.843)	..	7.673	(3.749)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(7.536)	(3.314)	43,98	(3.768)	(3.115)	82,67	(4.443)	3.752	..
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.637)	16	..	(4.595)	(16)	0,35	(3.651)	(192)	5,26

37 | Altre informazioni sulle partecipazioni³²

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2018 e nel 2017 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 2018 è di €57 milioni (€49 milioni al 31 dicembre 2017).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2018 e 2017 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

(32) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2018 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2018

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settori di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint Venture					
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
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
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,60	69,60
Joint operation					
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Gas & Power	50,00	50,00
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
Collegate					
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:

Esercizio 2018

(€ milioni)	2018							
	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

Esercizio 2017

2017

(€ milioni)	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Petro Junín SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IV SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	6.743	610	365	86	43	816	275
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.751	32		15	30	42	64
Attività non correnti	5.847	877	628	289	547	2.756	916
Totale attività	12.590	1.487	993	375	590	3.572	1.191
Passività correnti	4.487	234	434	94	70	644	985
- di cui passività finanziarie correnti	189	40			38		640
Passività non correnti	3.504	580	34	2	292	2.928	124
- di cui passività finanziarie non correnti	2.929	506			288	1.912	79
Totale passività	7.991	814	468	96	362	3.572	1.109
Net equity	4.599	673	525	279	228	0	82
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	31,00	50,00	40,00	49,00	50,00	50,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.413	350	210	137	114	0	28
Ricavi e altri proventi	9.038	1.340	135	54		756	412
Costi operativi	(8.172)	(1.308)	(66)	(14)	(4)	(608)	(433)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	(740)	(89)	(29)	(15)		(357)	(113)
Risultato operativo	126	(57)	40	25	(4)	(209)	(134)
Proventi (oneri) finanziari	(223)	(38)	47			(155)	(53)
Proventi (oneri) su partecipazioni	(9)	3					(4)
Risultato ante imposte	(106)	(92)	87	25	(4)	(364)	(191)
Imposte sul reddito	(201)	1	(22)	(7)		(4)	(11)
Risultato netto	(307)	(91)	65	18	(4)	(368)	(202)
Altre componenti dell'utile complessivo	49	(41)	(68)		(6)	(26)	
Totale utile complessivo	(258)	(132)	(3)	18	(10)	(394)	(202)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(101)	(63)	26	9	(2)	(184)	(56)
Dividendi percepiti dalla joint venture				12			29

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:

Esercizio 2018

	2018		
	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
(€ milioni)			
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

Esercizio 2017

	2017		
	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
(€ milioni)			
Attività correnti	662	36	338
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	370	19	89
Attività non correnti	7.048	1.261	528
Totale attività	7.710	1.297	866
Passività correnti	203	155	220
- di cui passività finanziarie correnti			42
Passività non correnti	1.610	926	124
- di cui passività finanziarie non correnti	1.418	926	71
Totale passività	1.813	1.081	344
Net equity	5.897	216	522
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	802	54	205
Ricavi e altri proventi	1.374		574
Costi operativi	(563)		(454)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	(399)		(40)
Risultato operativo	412		80
Proventi (oneri) finanziari	(80)	4	3
Proventi (oneri) su partecipazioni			(30)
Risultato ante imposte	332	4	53
Imposte sul reddito			(19)
Risultato netto	332	4	34
Altre componenti dell'utile complessivo	(817)	(13)	(39)
Totale utile complessivo	(485)	(9)	(5)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	45	1	8
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 e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti ed entità pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa consolidata tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Eni SpA e delle controllate del Gruppo³³.

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; (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 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.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del DL 135/2018, convertito con modificazioni dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12, 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.

[33] Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

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	4.403.686
Eni Foundation	3.389.902
Fondazione Teatro alla Scala	3.052.192
Fondazione Giorgio Cini	1.000.000
WEF - World Economic Forum	260.586
Comitato Sisma Centro Italia - Confindustria, CIGL, CISL e UIL - Fondo di solidarietà per le popolazioni Centro Italia	242.326
Council on Foreign Relations	83.358
Atlantic Council of the United States Inc	81.307
World Business Council for Sustainable Development	72.805
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	51.588
Bruegel	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
Italiadecide	35.000
Fondazione Camera Centro Italiano per la Fotografia	33.000
Istituto Giannina Gaslini	30.000
Center for Strategic & International Studies	29.687
Politecnico di Milano - Dipartimento di "Scienze e Tecnologie Energetiche e Nucleari"	26.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	22.548
Associazione Civita	22.000
Foreign Policy Association - USA	21.985
The Metropolitan Museum of Arts	21.760
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Fondazione Human Foundation Giving and Innovating Onlus	20.000
Global Reporting Initiative	14.000
Lega Italiana Fibrosi Cistica Lazio Onlus	10.000

39 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2018, 2017 e 2016 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2018, 2017 e 2016 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.

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 disposi-

zioni 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
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
2017										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.277	17.600	12.514	15.211	36.976	10.547	12.493	14.840	1.950	138.408
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	356	471	32	2.157	3	1.023	785	185	5.030
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	359	39	1.436	191	1.212	101	34	46	14	3.432
Immobilizzazioni in corso	681	345	2.050	1.297	2.679	1.417	421	280	124	9.294
Costi capitalizzati lordi	17.335	18.340	16.471	16.731	43.024	12.068	13.971	15.951	2.273	156.164
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.504)	(12.014)	(10.640)	(10.413)	(25.920)	(1.690)	(10.386)	(12.534)	(1.188)	(98.289)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.831	6.326	5.831	6.318	17.104	10.378	3.585	3.417	1.085	57.875
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe			67		1.419		581	1.833		3.900
Attività relative a riserve probabili e possibili		4					85			89
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7					6		13
Immobilizzazioni in corso		1	6		4		93	225		329
Costi capitalizzati lordi		5	80		1.423		759	2.064		4.331
Fondi ammortamento e svalutazione			(61)		(475)		(611)	(785)		(1.932)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		5	19		948		148	1.279		2.399

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €831 milioni nel 2018 e €969 milioni nel 2017 per le società consolidate e per €180 milioni nel 2018 e €78 milioni nel 2017 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della 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
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
2016										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				2						2
Costi di ricerca	27	51	58	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(a)	387	437	694	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	752	2.060	2.089	651	1.312	21	4	7.791
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo ^(b)			1		28		12	95		136
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	1		28		25	95		150

(a) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €517 milioni nel 2018, costi per €355 milioni nel 2017 e decrementi per €665 milioni nel 2016.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €22 milioni nel 2018, decrementi per €23 milioni nel 2017 e decrementi per €15 milioni nel 2016.

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 dal partner a controllo statale 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
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 operativi	(410)	(630)	(413)	(354)	(1.016)	(405)	(227)	(250)	(48)	(3.753)
- di cui costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
- di cui 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 operativi			(8)		(62)		(2)	(38)		(110)
- di cui costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
- di cui 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.

(€ 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 operativi	(337)	(687)	(504)	(314)	(986)	(396)	(206)	(312)	(48)	(3.790)
- di cui costi di produzione	(332)	(523)	(455)	(303)	(952)	(271)	(202)	(258)	(48)	(3.344)
- di cui 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 operativi			(8)		(37)		(9)	(40)		(94)
- di cui costi di produzione			(6)		(19)		(9)	(39)		(73)
- di cui 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.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.217	1.673	932	9	3.178	252	1.027	833	4	9.125
- vendite a terzi		432	2.841	1.471	485	606	114	102	165	6.216
Totale ricavi	1.217	2.105	3.773	1.480	3.663	858	1.141	935	169	15.341
Costi operativi	(311)	(599)	(451)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
- di cui costi di produzione	(307)	(436)	(404)	(343)	(929)	(177)	(212)	(262)	(49)	(3.119)
- di cui costi di trasporto	(4)	(163)	(47)	(13)	(39)	(92)	(3)	(63)		(424)
Imposte sulla produzione	(96)		(176)		(282)		(17)		(5)	(576)
Costi di ricerca	(35)	(40)	(45)	(42)	(142)		(39)	(28)	(3)	(374)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(923)	(943)	(675)	(691)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(201)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.272)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(490)	291	2.225	126	261	403	(212)	(18)	37	2.623
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.618)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(331)	290	607	37	358	264	(180)	(27)	28	1.046
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15				36	493		544
Totale ricavi			15				36	493		544
Costi operativi			(9)				(10)	(54)		(73)
- di cui costi di produzione			(7)				(10)	(51)		(68)
- di cui costi di trasporto			(2)					(3)		(5)
Imposte sulla produzione			(3)					(121)		(124)
Costi di ricerca							(13)			(13)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(26)		(32)	(240)		(299)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)		(26)		(16)	(25)		(71)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		(52)		(35)	53		(36)
Imposte sul risultato			(2)				(6)	(162)		(170)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)	(1)		(52)		(41)	(109)		(206)

(a) Include riprese di valore nette per €700 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 2018 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 71 \$/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.

Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione³⁴ 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 indipendenti³⁵. 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 futu-

re e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2018 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Société Générale de Surveillance (SGS)³⁵ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2018 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 26% delle riserve Eni al 31 dicembre 2018³⁶.

Nel triennio 2016-2018 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 95% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2018 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è M'Boundi (Congo).

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 61%, il 60% e il 59% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2018, 2017 e 2016. 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 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2018, 2017 e 2016.

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%, l'1,6% e l'1,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2018, 2017 e 2016; (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 in 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 2018, 2017 e 2016.

[34] 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 Société Générale de Surveillance.

[35] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2018".

[36] 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
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

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	494	327	787	771	262	189	9	3.372
di cui: sviluppate	171	237	312	230	511	355	126	149	9	2.100
non sviluppate	57	68	182	97	276	416	136	40		1.272
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(35)	(4)	19	(26)	113	20	73	(1)	1	160
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	1	8						11
Produzione	(17)	(40)	(61)	(28)	(91)	(24)	(28)	(25)	(1)	(315)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			13		16			158		187
di cui: sviluppate			13		6			29		48
non sviluppate					10			129		139
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			1		(1)			(13)		(13)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)					(5)		(6)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	467	281	824	767	307	303	9	3.398
Sviluppate	132	228	300	205	515	556	124	165	8	2.233
consolidate	132	228	287	205	507	556	124	143	8	2.190
joint venture e collegate			13		8			22		43
Non sviluppate	44	36	167	76	309	211	183	138	1	1.165
consolidate	44	36	167	76	302	211	183	20	1	1.040
joint venture e collegate					7			118		125

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
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

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	109.064	26.817	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
di cui: sviluppate	29.757	26.034	49.404	23.264	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
non sviluppate	7.148	3.560	59.660	3.553	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	13.330	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			6	134.980			421	5		135.412
Produzione	(4.883)	(5.200)	(16.528)	(6.191)	(4.811)	(2.634)	(2.547)	(2.659)	(1.181)	(46.634)
Cessioni										
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
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			363		10.967		359	101.399		113.088
di cui: sviluppate			363		2.376		260	36.691		39.690
non sviluppate					8.591		99	64.708		73.398
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			102		(244)		(15)	(126)		(283)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(51)		(302)		(195)	(2.640)		(3.188)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	106.286	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
Sviluppate	23.925	22.674	49.468	22.630	49.696	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691
consolidate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
joint venture e collegate			414		2.927		149	50.445		53.935
Non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
consolidate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682

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 2018, 2017 e 2016. 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 include-

no 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 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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2016										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	9.627	12.898	30.847	33.524	38.271	26.903	12.263	5.789	2.815	172.937
Costi futuri di produzione	(4.136)	(5.240)	(7.481)	(7.927)	(13.913)	(9.247)	(3.498)	(2.935)	(658)	(55.035)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.641)	(3.575)	(5.904)	(6.981)	(9.392)	(3.268)	(5.047)	(1.313)	(270)	(39.391)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	1.850	4.083	17.462	18.616	14.966	14.388	3.718	1.541	1.887	78.511
Imposte sul reddito future	(237)	(1.308)	(9.253)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(298)	(341)	(25.452)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	1.613	2.775	8.209	12.675	10.441	11.792	2.765	1.243	1.546	53.059
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(4.060)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.372	2.410	4.149	4.620	5.847	5.256	1.499	742	822	26.717
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			259		2.429		33	16.430		19.151
Costi futuri di produzione			(143)		(974)		(20)	(4.614)		(5.751)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(64)			(1.186)		(1.251)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			115		1.391		13	10.630		12.149
Imposte sul reddito future			(21)		(115)		(4)	(3.667)		(3.807)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			94		1.276		9	6.963		8.342
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(46)		(734)			(4.441)		(5.221)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			48		542		9	2.522		3.121
Totale	1.372	2.410	4.197	4.620	6.389	5.256	1.508	3.264	822	29.838

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 2018, 2017 e 2016.

(€ 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
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
2016			
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(11.222)	(347)	(11.569)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(24.727)	(1.586)	(26.313)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.563		4.563
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.357)	650	(1.707)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.578	151	7.729
- revisioni delle quantità stimate	2.840	(131)	2.709
- effetto dell'attualizzazione	5.705	514	6.219
- variazione netta delle imposte sul reddito	9.200	386	9.586
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	668	163	831
Saldo aumenti (diminuzioni)	(7.752)	(200)	(7.952)
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838

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 2018.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 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 2018:
 - 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.

14 marzo 2019

/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



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

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 2018, 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 consolidato 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 2018, 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'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

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 Eni S.p.A. 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 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.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Riserve di petrolio e di gas naturale La stima dell'entità delle riserve di petrolio e di gas naturale è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione a causa dell'incertezza tecnica connessa alla valutazione delle quantità e alla complessità degli accordi contrattuali che regolano i termini e le condizioni di sfruttamento dei giacimenti. Tali stime hanno effetti significativi su alcune voci del bilancio, quali ammortamenti e svalutazioni delle attività materiali e immateriali del settore Exploration & Production (E&P) e i relativi fondi di abbandono e ripristino. Le riserve rappresentano, inoltre, un indicatore fondamentale delle potenziali performance future del Gruppo. Il Gruppo ha fornito l'informativa relativa alle riserve di petrolio e di gas naturale nel paragrafo "Stime contabili e giudizi significativi: Attività mineraria" della nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi".	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo per la determinazione della stima delle riserve di petrolio e di gas naturale; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei controlli chiave; (iii) la valutazione della competenza e obiettività del personale interno preposto a tali stime e degli esperti terzi incaricati dal Gruppo di effettuare una valutazione indipendente delle riserve; (iv) l'esame delle principali assunzioni, quali le previsioni dei profili di produzione, degli investimenti, dei costi operativi, dei costi per lo smantellamento e il ripristino del sito; (v) l'analisi delle assunzioni sottostanti al riconoscimento delle riserve "certe non sviluppate" (proved undeveloped); (vi) il confronto dei risultati del processo di stima interno del Gruppo con le valutazioni risultanti dalle relazioni emesse dai suddetti esperti terzi; (vii) la verifica della coerenza dei volumi delle riserve stimate con quelli utilizzati ai fini del test di impairment, del calcolo degli ammortamenti e della stima dei fondi di abbandono e ripristino. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.
Valore recuperabile di alcune attività del settore Exploration & Production (E&P) La verifica del valore recuperabile delle attività non correnti del settore E&P—in particolare delle attività materiali ed immateriali e delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto—è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione in quanto si basa sulle previsioni dei flussi di cassa futuri, caratterizzate da stime significative. In tale ambito, assumono particolare rilevanza le previsioni dell'andamento atteso nel lungo periodo del prezzo delle commodities, anche considerata la volatilità del mercato petrolifero, delle produzioni, dei costi operativi e degli investimenti.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo per la verifica della recuperabilità delle suddette attività; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni formulate dagli amministratori, avvalendoci anche del supporto di nostri specialisti in tecniche di valutazione. In particolare, è stata analizzata la metodologia adottata dal Gruppo per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodities, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e



Inoltre, il peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi in cui opera il Gruppo, rappresenta un ulteriore elemento di incertezza nella valutazione della recuperabilità delle attività ad essi riferite.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sulla recuperabilità delle attività nella nota 7 "Crediti commerciali e altri crediti", nella nota 13 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali", nella nota 14 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", nella nota 15 "Altre attività finanziarie" e, con riferimento alla complessità delle stime, nei paragrafi "stime contabili e giudizi significativi: Svalutazioni di attività non finanziarie" e "stime contabili e giudizi significativi: Svalutazioni di attività finanziarie" della nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi".

sono state confrontate le assunzioni utilizzate dagli amministratori per la stima del valore recuperabile delle attività non correnti con quelle utilizzate per la stima delle riserve di petrolio e gas naturale; (iv) inoltre, per quanto riguarda le valutazioni di recuperabilità delle attività, influenzate anche dal peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi, abbiamo ottenuto informazioni sulla situazione economico-finanziaria del paese, analizzato le posizioni scadute e la serie storica degli incassi, confrontati anche con le assunzioni effettuate dagli amministratori nel precedente esercizio, rivisto i piani di recupero ed eventuali accordi commerciali, ottenuto informazioni sulle negoziazioni in corso con le controparti e analizzato le previsioni dei flussi di cassa attesi e dei tassi di sconto applicati. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa

Il Gruppo è interessato da procedimenti in materia di responsabilità amministrativa d'impresa, a fronte di attività svolte in paesi esteri. La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti è un processo complesso che comporta l'applicazione di giudizio da parte degli amministratori, in ciò supportata dalle indicazioni dei legali interni ed esterni incaricati di fornire assistenza nei suddetti procedimenti e, pertanto, è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sui rischi connessi ai procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa nella sezione "Contenziosi" della nota 27 "Garanzie, impegni e rischi".

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave, svolte anche con il supporto di nostri specialisti, hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti legali e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella valutazione dell'esito atteso, anche attraverso informazioni acquisite dai legali interni ed esterni, dalla funzione internal audit, dal collegio sindacale e dal comitato controllo e rischi; (iv) l'esame della documentazione rilevante relativa a tali procedimenti, nonché delle relazioni predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.



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'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 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 un'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 S.p.A. 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 degli utilizzatori prese 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 od 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 e della 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 dai principi di revisione internazionali (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'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli Azionisti della Eni S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2010 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Eni S.p.A. per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2010 al 31 dicembre 2018.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. 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'art. 11 del citato Regolamento.



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Eni S.p.A. 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 2018, 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'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2018 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 2018 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, 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'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 5 aprile 2019

EY S.p.A.


Riccardo Rossi
(Socio)

Bilancio di esercizio 2018

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

143 | BILANCIO CONSOLIDATO

265 | BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio	266
Note al bilancio di esercizio	271
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti	329
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998	330
Attestazione del management	335
Relazione della Società di revisione	336
Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti	342

343 | ALLEGATI

STATO PATRIMONIALE

		31.12.2018		31.12.2017		01.01.2017*	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	[5]	9.654.468.868	502.964.041	6.213.811.825	367.730.040	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	[6]	6.100.426.641		5.793.162.809		6.062.003.322	
Altre attività finanziarie correnti	[15]	2.688.524.711	2.686.455.675	2.699.464.465	2.691.668.755	7.762.576.306	7.724.641.702
Crediti commerciali e altri crediti	[7]	5.573.774.237	3.122.929.196	5.888.079.765	3.466.904.113	7.895.770.565	3.529.440.679
Rimanenze	[8]	1.324.128.339		1.388.544.550		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	[9]	65.760.321		58.726.446		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	[9]	203.598.379		267.014.834		345.870.167	
Altre attività correnti	[10]	1.013.036.407	790.360.827	692.967.944	377.969.627	1.010.630.623	644.226.025
		26.623.717.903		23.001.772.638		29.029.964.463	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	[11]	7.578.619.152		7.178.646.178		8.045.543.832	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	[8]	1.200.236.229		1.297.318.037		1.172.570.632	
Attività immateriali	[12]	180.491.241		194.752.958		1.205.014.790	
Partecipazioni	[14]	41.914.073.644		42.336.529.045		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie non correnti	[15]	1.974.727.001	1.954.457.145	4.832.057.257	4.811.641.219	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	[16]	1.168.817.273		1.151.910.450		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	[10]	565.422.065	294.049.892	480.873.584	164.534.684	699.552.732	374.019.621
		54.582.386.605		57.472.087.509		53.744.825.659	
Attività destinate alla vendita	[23]	1.474.116		1.717.074		3.635.721	
TOTALE ATTIVITÀ		81.207.578.624		80.475.577.221		82.778.425.843	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	[19]	4.434.682.785	4.233.716.240	4.146.377.799	3.922.516.072	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	[19]	3.178.407.868	7.440.940	1.972.775.366	464.447	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	[17]	5.631.752.561	2.901.317.916	6.224.379.855	3.156.070.915	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	[9]	1.556.602		64.289.938		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	[9]	787.385.843		808.586.429		887.109.601	
Altre passività correnti	[18]	1.448.199.196	699.551.357	872.182.600	510.938.545	1.204.612.480	632.108.110
		15.481.984.855		14.088.591.987		15.478.122.118	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	[19]	18.069.732.686	506.264.000	18.843.053.798	380.563.643	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	[20]	3.883.436.419		3.780.911.177		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	[21]	370.072.343		353.083.516		391.417.852	
Altre passività non correnti	[18]	787.051.322	142.040.680	880.586.249	143.007.778	1.366.197.912	263.952.970
		23.110.292.770		23.857.634.740		25.364.981.780	
TOTALE PASSIVITÀ		38.592.277.625		37.946.226.727		40.843.103.898	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale	[24]	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		36.570.923.909		36.000.165.103		34.471.271.330	
Acconto sul dividendo		[1.512.478.856]		[1.440.456.053]		[1.440.456.053]	
Azioni proprie		[581.047.644]		[581.047.644]		[581.047.644]	
Utile netto dell'esercizio		3.173.442.591		3.586.228.089		4.521.093.313	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		42.615.300.999		42.529.350.494		41.935.321.945	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		81.207.578.624		80.475.577.221		82.778.425.843	

[*] Per la riesposizione dei dati al 01.01.2017 si rinvia al paragrafo dei criteri.

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2018		2017	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(26)				
Ricavi della gestione caratteristica		31.794.899.384	13.296.210.660	28.983.563.971	10.938.862.109
Altri ricavi e proventi		330.771.212	126.640.523	2.316.144.963	76.673.075
Totale ricavi		32.125.670.596		31.299.708.934	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27)	(30.621.006.375)	(14.875.672.832)	(27.205.497.159)	(13.711.409.772)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(26.410.349)		(152.692.106)	
Costo lavoro	(27)	(1.127.524.660)		(1.159.011.571)	
Altri proventi (oneri) operativi	(22)	113.047.226	505.622.860	(238.634.781)	(249.181.706)
Ammortamenti	(11), (12)	(635.421.852)		(727.072.500)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(13)	(13.359.653)		(111.314.644)	
Radiazioni	(11), (12)	(1.361.951)		(4.669.125)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(186.367.018)		1.700.817.048	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(28)				
Proventi finanziari		1.616.145.269	188.208.837	1.681.990.022	226.677.635
Oneri finanziari		(1.878.697.439)	(18.629.139)	(2.698.158.435)	(28.808.401)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		33.058.919		(109.755.540)	
Strumenti finanziari derivati		(97.098.895)	210.592.495	479.934.776	(349.102.508)
		(326.592.146)		(645.989.177)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(29)	3.689.331.494		2.701.993.904	
UTILE ANTE IMPOSTE		3.176.372.330		3.756.821.775	
Imposte sul reddito	(30)	(2.929.739)		(170.593.686)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		3.173.442.591		3.586.228.089	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2018	2017
Utile netto dell'esercizio		3.173	3.586
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(24)	(11)	8
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	(24)	(4)	
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(24)	4	(1)
		(11)	7
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(24)	(163)	(27)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(24)	17	(98)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(24)	34	7
		(112)	(118)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(123)	(111)
Totale utile complessivo dell'esercizio		3.050	3.475

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(16)	24.379	492	(1.441)	3.586	42.529
Effetto 1° applicazione IFRS 9									(9)				(9)
Saldi al 1° gennaio 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(16)	24.370	492	(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)											1.441	(2.881)	(1.440)
Attribuzione utile 2017 a riserve								23	883	(201)		(705)	
								23	883	(201)	(72)	(3.586)	(2.953)
Altri movimenti di patrimonio netto:													
Riduzione riserva art.6 comma 2 lettera a) 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)	(29)	25.287	308	(1.513)	3.173	42.615

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	217		(19)	22.713	612	(1.441)	4.521	41.935
Utile netto dell'esercizio												3.586	3.586
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
								7					7
Componenti riclassificabili a conto economico													
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(20)							(20)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										(98)		(98)	(98)
						(20)				(98)		(118)	(118)
Operazioni con gli azionisti:													
Acconto sul dividendo 2017 (€0,40 per azione)											(1.441)		(1.441)
Attribuzione del dividendo residuo 2016 (€0,40 per azione)											1.441	(2.881)	(1.440)
Attribuzione utile 2016 a riserve								18	1.644	(22)		(1.640)	
								18	1.644	(22)		(4.521)	(2.881)
Altri movimenti di patrimonio netto:													
Riduzione riserva art.6 comma 2 lettera a) D.Lgs. 38/2005								(22)	22				
								(22)	22				
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(16)	24.379	492	(1.441)	3.586	42.529

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2018	2017
Utile netto dell'esercizio	3.173	3.586
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
- Ammortamenti	635	727
- Svalutazione (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	13	111
- Radiazioni	1	5
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.162	367
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(12)	(1.996)
Dividendi	(4.851)	(3.061)
Interessi attivi	(162)	(204)
Interessi passivi	500	599
Imposte sul reddito	3	171
Altre variazioni	67	230
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	119	(238)
- crediti commerciali	144	241
- debiti commerciali	(238)	335
- fondi per rischi e oneri	121	(195)
- altre attività e passività	(229)	(195)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(83)	(52)
Variazione fondo benefici per i dipendenti	5	42
Dividendi incassati	4.851	3.076
Interessi incassati	158	201
Interessi pagati	(492)	(576)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(55)	55
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.913	3.281
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	(810)	(2.315)
Investimenti:		
- attività materiali	(1.003)	(738)
- attività immateriali	(35)	(35)
- partecipazioni	(743)	(2.586)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(57)	(3.041)
Flusso di cassa degli investimenti	(1.838)	(6.400)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	14	14
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide cedute		2.362
- Imposte pagate sulle dismissioni		(301)
- partecipazioni	25	1.033
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.964	1.901
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	11	382
- cessioni rami d'azienda	3	
- titoli strumentali all'attività operativa	1	1
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.018	5.392
Flusso di cassa netto da attività di investimento	1.180	(1.008)
- di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	2.832	(1.203)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(345)	1
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	378	(1.345)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	283	26
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(15)	3.556
Dividendi pagati	(2.954)	(2.880)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.653)	(642)
- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	215	3.153
Flusso di cassa netto dell'esercizio	3.440	1.631
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	6.214	4.583
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	9.654	6.214

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

1.1 CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio è redatto 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. 38/05¹. 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 2018 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2019. 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.

1.2 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 assunta la piena capacità di recupero in considerazione della possibilità di intervento sul capitale delle partecipate per garantire la posizione in bonis delle stesse.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto²; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni tiene conto, in assenza di meccanismi di riaddebito, della valorizzazione al valore di mercato delle assegnazioni operate.

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 degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a 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.

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, 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; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni". La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati 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 deliberati, 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.

1.3 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 bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. 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 pre-

[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 2018.

[2] In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

[3] Con riferimento agli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore a partire dal 1° gennaio 2018 dei nuovi principi contabili, nonché alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, v. punto "Modifica dei criteri contabili".

[4] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 25 Garanzie, impegni e rischi – Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

sentano 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; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile 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 del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

3 | Modifica dei criteri contabili

Con i Regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017, sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti" che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela (di seguito citati come IFRS 15).

L'IFRS 15 è stato adottato dal 1° gennaio 2018, 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 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. L'adozione dell'IFRS 15 non ha determinato effetti significativi sul patrimonio netto al 1° gennaio 2018.

L'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9), omologato con il Regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016, è stato adottato a partire dal 1° gennaio 2018. Come consentito dalle disposizioni transitorie del principio contabile, anche in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment, delle attività finanziarie, sono stati rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

In particolare, l'adozione dell'IFRS 9 ha comportato una riduzione del patrimonio netto di €9 milioni riferibile per €29 milioni alle maggiori svalutazioni per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model di crediti commerciali e altri crediti al netto dell'effetto fiscale, parzialmente compensato dall'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie precedentemente valutate al costo (€20 milioni).

Come indicato nel punto "Criteri di valutazione" del bilancio consolidato, relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, Eni si è avvalsa della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie, possedute al 1° gennaio 2018, come attività valutate al fair value con imputazione degli effetti nelle "Altre componenti dell'utile complessivo" (FVTOCI).

Il breakdown degli effetti quantitativi e delle riclassifiche⁵ sopracitati, derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2018⁶, dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15, è di seguito riportato:

(€ milioni)	Dati pubblicati 31 dicembre 2017	Applicazione IFRS 9	Riclassifiche	Dati riesposti 01 gennaio 2018
Valori di bilancio				
Attività correnti	23.002	[39]		22.963
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	8.587	[39]		8.548
Attività non correnti	57.472	30		57.502
- di cui: Partecipazioni	42.337	20		42.357
- di cui: Attività per imposte anticipate	1.152	10		1.162
Passività correnti	14.089			14.089
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	6.225		[282]	5.943
- di cui: Altre passività correnti	872		282	1.154
Patrimonio netto	42.529	[9]		42.520

[5] In applicazione dell'IFRS 15, gli acconti e anticipi da clienti a breve termine sono stati riclassificati dalla voce "Debiti commerciali e altri debiti" nella voce "Altre passività correnti" dello stato patrimoniale al fine di presentarli congiuntamente con le altre passività correnti da contratti con la clientela (es. piani di fidelizzazione, rimborsi passivi, ecc.) già rilevate all'interno di tale voce.

[6] A partire dal 1° gennaio 2018 sono inoltre entrate in vigore le disposizioni dell'Interpretazione IFRIC 22 "Operazioni in valuta estera e anticipi", che non hanno prodotto effetti significativi.

Con riferimento all'esercizio 2018, l'applicazione delle precedenti disposizioni in materia di revenue recognition non produce effetti significativi sulle voci economiche, patrimoniali e finanziarie.

Di seguito è fornita, per ciascuna tipologia di attività finanziaria che è stata oggetto di rettifiche/riclassifiche per effetto dell'applicazione

dell'IFRS 9, l'indicazione: (i) della categoria di valutazione definita in base allo IAS 39; (ii) della nuova categoria di valutazione definita in base all'IFRS 9⁷; (iii) dei valori di iscrizione determinati in base allo IAS 39, rilevati al 31 dicembre 2017, e dei valori di iscrizione determinati in base all'IFRS 9 al 1° gennaio 2018:

(€ milioni)	Classificazione in base allo IAS 39	Classificazione in base all'IFRS 9	Valore di iscrizione ex IAS 39	Rettifiche	Valore di iscrizione ex IFRS 9
Crediti commerciali e altri crediti	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	8.587	[39]	8.548
Partecipazioni minoritarie	Costo	FVTOCI	12	20	32

L'adozione delle nuove disposizioni ha comportato inoltre l'aggiornamento delle voci degli schemi di bilancio; in particolare:

- nello schema di conto economico: (i) per effetto dell'entrata in vigore dell'IFRS 9, è stata inserita una specifica voce per accogliere le svalutazioni/riprese di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti (denominata "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti"); in precedenza tali componenti erano rilevate all'interno della voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi". Al fine di consentire un confronto omogeneo, tali componenti relative agli esercizi posti a confronto, determinate secondo le precedenti disposizioni in materia di strumenti finanziari, sono state riclassificate all'interno della nuova voce; (ii) è stata ridenominata la voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette" in "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali";
- nel prospetto dell'utile complessivo, è stata inserita una nuova voce che include le variazioni del fair value delle partecipazioni minoritarie designate come valutate al FVTOCI, all'interno delle componenti non riclassificabili a conto economico.

Inoltre, con riferimento allo schema di stato patrimoniale, i crediti finanziari correnti sono stati riclassificati, anche nell'esercizio posto a confronto, dalla voce "Crediti commerciali e altri crediti" alla nuova voce "Altre attività finanziarie correnti"; questa nuova articolazione delle voci dello schema è stata operata al fine, essenzialmente, di separare le esposizioni commerciali e diverse da quelle finanziarie in quanto caratterizzate da origination, profili di rischio e processi di

valutazione differenti. Al riguardo, considerata la rilevanza della riclassifica dei crediti finanziari per Eni SpA, si è reso necessario, ai fini comparativi, presentare uno schema di stato patrimoniale aggiuntivo riferito al 1° gennaio 2017.

4 | Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Al riguardo, con riferimento alle nuove disposizioni in materia di leasing (IFRS 16), in vigore a partire dal 1° gennaio 2019, sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione dell'IFRS 16 comporta la rilevazione di una lease liability di €2.094 milioni e di un right-of-use di asset, al netto dei fondi associati rilevati al 31 dicembre 2018 nei contratti onerosi, per €1.665 milioni; la stima degli effetti di prima applicazione dell'IFRS 16 potrebbe subire variazioni in relazione all'eventuale evoluzione interpretativa derivante, tra l'altro, dalle ulteriori indicazioni dell'IFRIC, nonché all'affinamento del processo di elaborazione in vista della prima applicazione del principio nei reporting finanziari 2019.

Di seguito, sulla base delle informazioni attualmente disponibili, è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018 e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ milioni)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili	2.233
Effetto attualizzazione	(288)
Estensione/Rinnovi	198
Altro	(49)
IFRS 16 - Lease liability	2.094

[7] In particolare le disposizioni dello IAS 39 prevedevano le seguenti categorie di strumenti finanziari: (i) finanziamenti e crediti valutati al costo ammortizzato; (ii) le attività finanziarie da detenersi sino alla scadenza, valutate al costo ammortizzato; (iii) gli strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico (es. titoli destinati al trading); (iv) attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value con effetti a patrimonio netto nelle altre componenti dell'utile complessivo. Le disposizioni dell'IFRS 9 definiscono le categorie delle attività finanziarie sulla base delle caratteristiche dello strumento e del business model adottato in: (i) strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato; (ii) strumenti finanziari valutati al fair value con impatti a conto economico; (iii) strumenti finanziari valutati al fair value con impatti a patrimonio netto nelle altre componenti dell'utile complessivo; (iv) strumenti di equity afferenti a partecipazioni minoritarie valutate al fair value con impatti a conto economico o, alternativamente, se non detenute per finalità di trading, a patrimonio netto senza previsione di rigiro a conto economico.

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €9.654 milioni (€6.214 milioni al 31 dicembre 2017) con un incremento di €3.440 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 mer-

cato 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. La scadenza media dei depositi in euro (€7.653 milioni) è di 29 giorni e il tasso di interesse effettivo è -0,2890%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€769 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è il 2,4269%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	768	888
Altri titoli	5.332	4.905
	6.100	5.793

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 pun-

ta 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 €1.301 milioni (€845 milioni al 31 dicembre 2017).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Euro	4.188	4.024
Dollaro USA	1.547	1.014
Altre valute	365	755
	6.100	5.793

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	490	496	Baa3	BBB
Corea del Sud	28	28	Aa2	AA
Cile	28	29	A1	A+
Danimarca	20	17	Aaa	AAA
Giappone	14	14	A1	A+
Messico	6	7	A3	BBB+
Germania	4	4	Aaa	AAA
Spagna	2	2	Baa1	A-
	592	597		
Tasso variabile				
Italia	97	98	Baa3	BBB
Giappone	29	26	A1	A+
Germania	18	16	Aaa	AAA
Finlandia	15	13	Aa1	AA+
Regno Unito	15	13	Aa2	AA
Corea del Sud	3	3	Aa2	AA
Stati Uniti d'America	2	2	Aaa	AA+
	179	171		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	771	768		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.610	1.564	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.198	1.196	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri titoli	51	48	da A1 a Baa3	da A+ a BBB-
	2.859	2.808		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.550	1.441	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	952	941	da Aa2 a Baa2	da AA a BBB
Altri titoli	158	142	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
	2.660	2.524		
Totale Altri titoli	5.519	5.332		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.290	6.100		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi.

7 | Crediti commerciali e altri crediti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 9 sono i seguenti:

(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti diversi
Valore al 31.12.2017	5.111	776
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	(39)	
Valore al 01.01.2018	5.072	776

L'applicazione dell'IFRS 9 ha determinato l'incremento del fondo svalutazione crediti di €39 milioni in applicazione della metodologia dell'expected loss model.

Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Crediti commerciali	4.928	5.111
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	160	157
Anticipi al personale	31	38
Acconti per servizi e forniture	14	23
Crediti per attività di disinvestimento	2	1
Crediti verso altri	439	557
	5.574	5.887

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 2018 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2019 per €579 milioni (€681 milioni nel 2017 con scadenza 2018). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Gas & Power (€378 milioni) e Refining & Marketing (€201 milioni).

I crediti verso altri di €439 milioni includono essenzialmente: (i) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€257

milioni); (ii) il credito residuo verso Eni Insurance DAC (€96 milioni) per l'indennizzo relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€22 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €608 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:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
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 al 31 dicembre 2018	3.383	1.731	420	327	5.861
Fondo svalutazione		(2)	(29)	(256)	(287)
Valore netto al 31 dicembre 2018	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 in funzione della presenza di un processo di affidamento individuale o comunque di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti 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) rapporti commerciali e amministrativi

pregressi (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, ecc.); (iii) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (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 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.

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 (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.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €287 milioni:

(€ milioni)	Crediti commerciali e altri crediti
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
Fondo svalutazione al 31.12.2016	1.256
Accantonamenti	159
Utilizzi	(90)
Effetto conferimento Eni gas e luce SpA	(1.083)
Fondo svalutazione al 31.12.2017	242

Il fondo svalutazione crediti è stato stanziato tenendo conto degli strumenti di attenuazione del rischio (mitiganti), in particolare dei crediti classificati nel rischio medio della Refining & Marketing.

Gli accantonamenti netti rilevati a conto economico sono pari a €26 milioni (€153 milioni nel 2017). L'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in default comprende l'effetto

delle perdite su crediti precedentemente svalutati (€20 milioni).

Con riferimento al valore dei crediti dell'esercizio 2017 posto a confronto definiti secondo i criteri di valutazione in essere anteriormente all'entrata in vigore dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari", di seguito è riportata l'analisi dell'ageing 2017 dei crediti commerciali e degli altri crediti:

(€ milioni)	31.12.2017		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	4.861	758	5.619
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	79		79
Crediti scaduti e non svalutati:			
- da 0 a 3 mesi	110	6	116
- da 3 a 6 mesi	14	1	15
- da 6 a 12 mesi	13		13
- oltre 12 mesi	34	11	45
	171	18	189
	5.111	776	5.887

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. 32– Rapporti con parti correlate.

8 | Rimanenze e Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo	124	211
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	174	176
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	60	96
Prodotti finiti e merci	933	852
Certificati bianchi	33	54
	1.324	1.389

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €124 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€461 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stocaggi Gas Italia SpA (€421 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€51 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 €189 milioni (€22 milioni al 31 dicembre 2017) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Valore iniziale - Rimanenze correnti	22	13
Accantonamenti	167	9
Valore finale - Rimanenze correnti	189	22

Gli accantonamenti operati al fondo svalutazione nel 2018 derivano essenzialmente dall'adeguamento del valore di iscrizione delle rimanenze di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi di fine periodo, considerata la rapida discesa delle quotazioni internazionali avvenuta nella parte finale del 2018.

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.200 milioni (€1.297 milioni al 31 dicembre 2017) includono 3,37 milioni di tonnellate di greggi

e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione della Direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Le scorte d'obbligo si riducono di €97 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. 25 – Garanzie, impegni e rischi.

9 | Attività e Passività per imposte

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Attività	Passività	Attività	Passività
Imposte sul reddito correnti:				
- IRES	22		14	
- Addizionale IRES Legge n. 7/2009				61
- IRAP	29		29	
- Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	4		4	
- Altre imposte sul reddito	11	2	12	3
	66	2	59	64
Altre imposte correnti:				
- Accise e Imposte di consumo	42	376	30	457
- IVA	93	202	182	191
- Royalty su idrocarburi estratti		152		114
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente		32		32
- Altre imposte e tasse	69	25	55	15
	204	787	267	809

10 | Altre attività

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	886	192	533	205
Altre attività	127	373	160	276
	1.013	565	693	481

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 22 – Strumenti finanziari derivati.

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) €112 milioni (€34 milioni nel 2017); (ii) i crediti di imposta a lungo termine chiesti a rimborso €80 milioni (stesso importo al 31 dicembre 2017); (iii) i depositi

cauzionali verso fornitori €38 milioni (€14 milioni nel 2017); (iv) 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 €26 milioni (€63 milioni entro 12 mesi e €56 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2017);

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n.32 – 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
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
2017									
Valore iniziale netto	671	2.639	1.718	158	59	697	1.083	1.021	8.046
Operazioni straordinarie	(3)		(4)						(7)
Investimenti	2		32	8	9		348	339	738
Ammortamenti	(30)	(411)	(180)	(17)	(18)				(656)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(3)	81	(14)	(1)	(1)	(15)	9	(167)	(111)
Radiazioni		(3)					(1)	(1)	(5)
Dismissioni	(1)	(4)	(1)						(6)
Trasferimenti	28	229	175	5			(188)	(249)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		(56)				(345)	(456)	36	(821)
Valore finale netto	664	2.475	1.726	153	49	337	795	979	7.178
Valore finale lordo	2.074	13.370	10.267	583	649	352	888	1.262	29.445
Fondo ammortamento e svalutazione	1.410	10.895	8.541	430	600	15	93	283	22.267

Gli investimenti di €1.003 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€522 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, della 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 (€446 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 (Barbara e Cervia); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€35 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 raffinazione 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. 13 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

Le altre variazioni di €5 milioni si riferiscono essenzialmente alle differenze cambio di conversione per €33 milioni compensate dalle variazio-

ni negative di €29 milioni per effetto della 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.

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

	2018		2017	
	(€ 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	188	4,10
- oltre 3 anni	197	6,56	63	1,80
	202	7,06	251	5,90
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	6	0,50		
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso				
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	197	6,56	251	5,90
	202	7,06	251	5,90

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è dell'1,77% (2,3% al 31 dicembre 2017). Gli oneri finanziari capitaliz-

zati ammontano a €30 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €112 milioni.

12 | 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
31.12.2018							
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
31.12.2017							
Valore iniziale netto	22	235	44	64	365	840	1.205
Operazioni straordinarie		(117)	(18)	(18)	(153)	(823)	(976)
Investimenti		14	21		35		35
Ammortamenti	(2)	(59)		(10)	(71)		(71)
Altre variazioni		35	(34)	1	2		2
Valore finale netto	20	108	13	37	178	17	195
Valore finale lordo	385	1.094	13	620	2.112	94	2.206
Fondo ammortamento e svalutazione	365	986		583	1.934	77	2.011

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €17 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 €100 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 33%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €12 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €34 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 (€32 milioni).

Gli investimenti di €35 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

13 | Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali

Le svalutazioni iscritte in bilancio 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.

Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attività di 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 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) nella Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione, gli stabilimenti e gli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.

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 e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) 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 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 e sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibile dal mercato.

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.

Alla data di riferimento delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse di Eni, il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presentava sostanzialmente stabile rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2017.

Nella parte finale del 2018 il prezzo del Brent ha registrato una significativa inversione di tendenza a causa del rallentamento della crescita economica, del ritorno dell'oversupply e delle incertezze dovute all'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, alla Brexit e alle crisi locali. Nonostante la correzione dei prezzi da circa 80 \$/barile a 60 \$/barile, sulla base dell'analisi dei fondamentali a medio-lungo termine che sostengono la continua crescita della domanda e della volontà dei principali produttori di mantenere i mercati in equilibrio, il management, anche sulla base della view di mercato di analisti finanziari e istituti specializzati, ha confermato il prezzo di lungo termine del marker Brent a 70 \$/barile in moneta reale 2022, sostanzialmente in linea con l'assunzione del bilancio 2017, sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2018 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2019-2022. I prezzi del gas in Europa sono previsti su valori più elevati rispetto al piano precedente per effetto di un migliore bilanciamento tra domanda e offerta sostenuto dal declino delle produzioni continentali e dal "phase-out" di centrali termoelettriche alimentate a carbone/nucleare. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione SERM è stato confermato nel lungo termine a circa 5 \$/barile in considerazione delle attese di continua pressione competitiva in Europa da parte di stream di prodotto più conveniente importati da USA e Medio Oriente, i cui effetti saranno mitigati dalla più stringente normativa sul contenuto di zolfo del carburante per il trasporto marittimo a partire dal 2020.

Il WACC adjusted, per considerare il rischio paese, 2018 del Gruppo Eni pari al 7,3%, dal quale sono derivati i WACC adjusted utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas e raffinazione, ha registrato un incremento di mezzo punto percentuale rispetto al 2017 per effetto principalmente della previsione di rialzo dei rendimenti dei titoli risk-free che la metodologia Eni aggancia ai titoli di Stato Italia a dieci anni. In particolare i WACC adjusted utilizzati per l'impairment delle attività upstream e downstream Italia sono: (i) 6,1% per la Exploration & Production (5,3% nel 2017); (ii) 6,3% per la Refining & Marketing (5,6% nel 2017).

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati, nel 2018 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €13 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing ed Exploration & Production. In particolare le svalutazioni rilevate nella Refining & Marketing di €141 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€124 milioni) e sulla rete autostradale (€12 milioni). Le riprese di valore nette della Exploration & Production di €128 milioni riguardano le rivalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'offshore adriatico dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale (€152 milioni), parzialmente compensate dalle svalutazioni di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'on-shore dell'Italia centrale dovute principalmente alla revisione del profilo delle riserve di idrocarburi (€24 milioni).

14 | Partecipazioni

	2018				2017			
	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
(€ milioni)								
Valore iniziale	40.762	1.563	12	42.337	38.216	1.789	4	40.009
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 9)			20	20				
Valore iniziale netto riesposto	40.762	1.563	32	42.357	38.216	1.789	4	40.009
Operazioni straordinarie					1.549			1.549
Interventi sul capitale e acquisizioni	728			728	1.851	(11)	8	1.848
Cessioni e conferimenti					(571)	(131)		(702)
Rettifiche di valore	(1.142)	(15)	(4)	(1.161)	(283)	(84)		(367)
Altre variazioni			(10)	(10)				
Valore finale	40.348	1.548	18	41.914	40.762	1.563	12	42.337
Valore finale lordo	61.213	1.655	18	62.886	60.485	1.655	12	62.152
Fondo svalutazione	20.865	107		20.972	19.723	92		19.815

Le partecipazioni sono diminuite di €423 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2017	42.337
Prima applicazione IFRS 9	
EMITTENTI TITOLI SpA (in liquidazione)	10
BANCA UBAE SpA	4
Porto Intermodale Ravenna Società per Azioni S.A.P.I.R.	4
SIMEST SpA	2
	20
Partecipazioni al 1° gennaio 2018	42.357
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	349
Syndial SpA	211
Raffineria di Gela SpA	98
Eni Petroleum Co Inc	44
Eni Mozambico SpA	20
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7
	729
Acquisizioni	
Eni New Energy SpA	14
	14
Riprese di valore	
LNG Shipping SpA	57
Floaters SpA	18
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	2
	77
<i>Decremento per:</i>	
Liquidazione	
EMITTENTI TITOLI SpA (in liquidazione)	(10)
	(10)
Rimborsi di capitale	
Floaters SpA	(15)
	(15)
Svalutazioni	
Eni Investments Plc	(476)
Versalis SpA	(258)
Syndial SpA	(202)
Raffineria di Gela SpA	(124)
Eni Petroleum Co Inc	(102)
EniProgetti SpA	(27)
Unión Fenosa Gas SA	(15)
Servizi Aerei SpA	(8)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(7)
Eni Mozambico SpA	(4)
Eni New Energy SpA	(4)
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	(3)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
Altre minori	(1)
	(1.234)
Variazione fair value partecipazioni minoritarie	
BANCA UBAE SpA	(4)
	(4)
Partecipazioni al 31 dicembre 2018	41.914

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 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2017	Saldo netto al 31.12.2018 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	243	195
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	99,671	207	204	204	
Eni Angola SpA	100,000	566	566	1.020	454
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Srl	100,000	...	...	...	
Eni Finance International SA	33,613	604	604	847	243
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	73	4
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.298	(247)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	566	66
Eni International BV	100,000	28.113	28.462	37.605	9.143
Eni International Resources Ltd	99,998	...	...	33	33
Eni Investments Plc	99,999	4.297	3.821	3.111	(710)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	50	52	53	1
Eni Mozambico SpA	100,000	8	24	24	
Eni New Energy SpA	100,000	20	30	30	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.209	1.151	762	(389)
EniPower SpA	100,000	914	914	870	(44)
EniProgetti SpA	100,000	62	35	35	
EniServizi SpA	100,000	14	14	15	1
Eni Timor Leste SpA	100,000	6	5	6	1
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	150	(175)
Eni West Africa SpA	100,000	21	21	21	
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	100,000	...	...	...	
Floaters SpA	100,000	246	249	249	
Ieoc SpA	100,000	24	24	49	25
LNG Shipping SpA	100,000	217	274	259	(15)
Raffineria di Gela SpA	100,000	26		(5)	(5)
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	59	51	51	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	14	11	11	

segue

(€ milioni)

Partecipazioni in:**Imprese controllate**

Quota % posseduta al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2017	Saldo netto al 31.12.2018 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Syndial SpA ^(a)	99,999	215	224	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	100	48
Versalis SpA	100,000	1.309	1.051	
Totale imprese controllate	40.762	40.348		

Imprese collegate e joint venture

Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	...	4	4
Mariconsult SpA	50,000	...		
Saipem SpA ^(b)	30,542	1.199	1.228	29
Seram SpA	25,000	...		
Transmed SpA	50,000	...	6	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	34	20
Unión Fenosa Gas SA	50,000	350	335	
Totale imprese collegate e joint venture	1.563	1.548		
	42.325	41.896		

(a) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(b) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2018 (€3,265 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.008 milioni.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. In particolare, la stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata per:

- 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%;
- per le società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo 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 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 6,2% e il 16%;

- 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 5,4% e il 9,3%; il WACC adjusted del settore Gas & Power, determinato considerando la rischiosità espressa dallo specifico settore da un campione di società comparabili, è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2017.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2018, 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.

In applicazione dell'IFRS 9, le partecipazioni minoritarie sono state valutate al fair value in luogo del precedente criterio del costo, determinando una rivalutazione di €20 milioni.

Di seguito il dettaglio delle "Partecipazioni minoritarie":

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Partecipazioni minoritarie				
BANCA UBAE SpA	8	5,39%	8	5,39%
Porto Intermodale Ravenna Società per Azioni S.A.P.I.R.	5	3,88%	1	3,88%
SIMEST SpA	4	1,30%	2	1,30%
Altre	1		1	
Totale	18		12	

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi.

15 | Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	224	1.955	258	4.812
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	2.465		2.442	
	2.689	1.955	2.700	4.812
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	2.689	1.975	2.700	4.832

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 (€1.590 milioni) ed Eni gas e luce SpA (€382 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.028 milioni), Versalis SpA (€440 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€232 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€228 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.602 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €914 milioni (€41 milioni al 31 dicembre 2017).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €2.238 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,37% e l'1,15% e in dollari compresi tra il 2,44% e il 2,7%.

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. 32 – Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi.

16 | Attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.129	1.136
Imposte sul reddito differite IRES	(82)	(129)
Imposte sul reddito anticipate estere	5	4
Imposte sul reddito anticipate IRAP	93	115
Imposte sul reddito differite IRAP	(9)	(2)
Totale Eni SpA	1.136	1.124
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	33	28
	1.169	1.152

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2017	Incrementi	Decrementi	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2018
Imposte differite:						
- differenze su attività materiali ed immateriali	(10)	(13)	1	(2)		(24)
- differenze su derivati	(63)				38	(25)
- altre	(58)	(14)	30			(42)
	(131)	(27)	31	(2)	38	(91)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati						
- fondi per rischi ed oneri	1.303	202	(168)			1.337
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	391	91	(57)			425
- differenze su attività materiali ed immateriali	406	22	(122)	2		308
- svalutazione crediti	69	17				86
- fondi per benefici ai dipendenti	77	19	(16)		2	82
- perdita fiscale	1.862	120	(17)		(4)	1.961
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)					10	10
- altre	130	24	(54)			100
	4.238	495	(434)	2	8	4.309
- svalutazione imposte anticipate	(2.983)	(99)				(3.082)
	1.255	396	(434)	2	8	1.227
Totale Eni SpA	1.124	369	(403)		46	1.136
Imposte anticipate joint operation	32	6			(1)	37
Imposte differite joint operation	(4)					(4)
Totale joint operation	28	6			(1)	33
	1.152	375	(403)		45	1.169

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.169 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 €99 milioni.

17 | Debiti commerciali e altri debiti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 15 hanno riguardato la riclassifica ad altre passività correnti degli acconti e anticipi da clienti per €282 milioni. Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Debiti commerciali	4.972	5.254
Anticipi da clienti		282
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	39	33
Debiti per attività di investimento	181	159
Debiti verso altri	440	497
	5.632	6.225

I debiti commerciali di €4.972 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€2.653 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.243 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€76 milioni).

I debiti verso altri di €440 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€194 milioni); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza

sociale (€166 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€6 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. 32 – Rapporti con parti correlate.

18 | Altre passività

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	763	160	505	161
Passività da contratti con clientela	389	518		584
Altre passività	296	109	367	136
	1.448	787	872	881

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 22 – Strumenti finanziari derivati.

Le passività da contratti con la clientela comprendono la riclassifica al 1° gennaio 2018 dalla voce "Debiti commerciali e altri debiti" degli acconti e anticipi da clienti di €282 milioni in applicazione dell'IFRS 15 e 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 €66 milioni e €518 milioni (€68 milioni e €584 milioni nel 2017); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (€167 milioni).

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 (€204 milioni); (ii) i rapporti con la Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€39 milioni); (iii) 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 (€19 milioni); (iv) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€ 16 milioni).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativa.

19 | Passività finanziarie e analisi dell'indebitamento finanziario netto

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018				31.12.2017			
	Passività finanziarie a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo	Totale	Passività finanziarie a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo	Totale
Banche	139	678	2.660	3.477	223	723	3.082	4.028
Obbligazioni ordinarie		2.493	14.514	17.007		1.250	14.993	16.243
Obbligazioni convertibili			390	390			387	387
Altre	4.296	7	506	4.809	3.923		381	4.304
	4.435	3.178	18.070	25.683	4.146	1.973	18.843	24.962

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie a lungo termine e delle quote a breve termine al 31 dicembre 2018 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre		Scadenza						
			Totale quota a breve termine						Totale quote a lungo termine
Tipo	2017	2018		2020	2021	2022	2023	Oltre	
Banche	4.028	3.477	817	510	341	393	829	587	2.660
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.516	1.517	1.517						
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.217	1.216	13					1.203	1.203
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.037	1.038	39	999					999
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.032	-							
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.027	1.027	33					994	994
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.019	20	999					999
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.008	1.009	16				993		993
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.007	1.008	14					994	994
- Euro Medium Term Notes 0,625%	894	895	2					893	893
- Euro Medium Term Notes 2,625%	801	802	2		800				800
- Euro Medium Term Notes 1,625%	798	799	8					791	791
- Euro Medium Term Notes 3,750%	763	764	764						
- Euro Medium Term Notes 1,750%	757	758	12					746	746
- Euro Medium Term Notes 1,500%	754	755	11					744	744
- Euro Medium Term Notes 0,750%	700	701	3			698			698
- Euro Medium Term Notes 1,000%	649	652	5					647	647
- Euro Medium Term Notes 1,125%	594	595	2					593	593
- Bond US 4,000%		875	11				864		864
- Bond US 4,750%		874	13					861	861
- Bond US 4,150%	378	397	4	393					393
- Bond US 5,700%	292	306	4					302	302
	16.243	17.007	2.493	2.391	800	698	1.857	8.768	14.514
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	387	390				390			390
	387	390				390			390
Altri	4.304	4.809	4.303	387	119				506
	4.304	4.809	4.303	387	119				506
	24.962	25.683	7.613	3.288	1.260	1.481	2.686	9.355	18.070

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

2018 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.287 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Nel corso del 2018 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €1.749 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2018 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	1.500	17	1.517	EUR	2019	4,125
- 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	27	1.027	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	9	1.009	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	8	1.008	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(5)	895	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	14	764	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	750	8	758	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	5	755	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	1	701	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	2	652	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(5)	595	EUR	2028	1,125
- Bond US	873	2	875	USD	2023	4,000
- Bond US	873	1	874	USD	2028	4,750
- Bond US	393	4	397	USD	2020	4,150
- Bond US	305	1	306	USD	2040	5,700
	16.844	163	17.007			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(10)	390	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €4.338 milioni.

L'obbligazione convertibile di €390 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 €4.809 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con la Syndial SpA (€1.931 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€960 milioni), Eni Finance International SA (€513 milioni), EniPower SpA (€279 milioni), LNG Shipping SpA (228 milioni), Eni gas e luce SpA (€179 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2018 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro -0,2112% e 2,650% per i depositi in dollari USA.

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:

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	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	18.402	2,29%	19.883	2,32%
Dollaro USA	2.846	4,79%	933	4,83%
	21.248		20.816	

Al 31 dicembre 2018, Eni dispone di linee di credito a breve termine uncommitted non utilizzate per €12.355 milioni (€11.454 milioni al 31 dicembre 2017). Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.212 milioni (€5.800 milioni al 31 dicembre 2017); questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2018 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 €21.644 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Obbligazioni ordinarie	17.428	17.256
Obbligazioni convertibili	399	410
Banche	3.301	3.820
Altri	516	384
	21.644	21.870

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 -0,37% e l'1,15% (tra lo 0,3815% e l'1,275% al 31 dicembre 2017) e per il dollaro USA compresi tra il 2,44% e il 2,85% (tra l'1,495% e il

2,5346% al 31 dicembre 2017). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2018			31.12.2017		
	Correnti	Non Correnti	Totale	Correnti	Non Correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	9.654		9.654	6.214		6.214
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.100		6.100	5.793		5.793
C. Liquidità (A+B)	15.754		15.754	12.007		12.007
D. Crediti finanziari^(a)	2.465		2.465	2.442		2.442
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	139		139	223		223
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	678	2.660	3.338	723	3.082	3.805
G. Prestiti obbligazionari	2.493	14.904	17.397	1.250	15.380	16.630
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.234		4.234	3.923		3.923
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		506	506		381	381
L. Altre passività finanziarie	69		69			
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.613	18.070	25.683	6.119	18.843	24.962
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(10.606)	18.070	7.464	(8.330)	18.843	10.513

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.100 milioni (€5.793 milioni al 31 dicembre 2017) sono illustrate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari di €2.465 milioni (€2.442 milioni al 31 dicembre 2017) sono commentati alla nota n. 15 – Altre attività finanziarie.

La variazione dell'indebitamento finanziario lordo è di seguito indicata:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore iniziale al 31.12.2017	4.146	20.816	24.962
Variazioni monetarie	283	378	661
Differenze cambio da conversione e da allineamento		15	15
Altre variazioni	6	39	45
Valore al 31.12.2018	4.435	21.248	25.683

20 | 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 iniziale al 31.12.2017	1.933	679	548	130	102	83	306	3.781
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	(29)							(29)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	42							42
Accantonamenti	23	237	124	8		19	200	611
Utilizzi a fronte oneri	(60)	(167)	(26)	(10)	(7)		(158)	(428)
Utilizzi per esuberanza		(8)	(48)	(18)	(15)		(7)	(96)
Altre variazioni		1					1	2
Valore al 31.12.2018	1.909	742	598	110	80	102	342	3.883

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.909 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 (€1.846 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,051% e il 3,2%; il periodo previsto degli esborsi è 2019-2067; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€21 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €742 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€335 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€153 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€140 milioni), negli impianti di raffinazione (€32 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€32 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €598 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 €110 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 €80 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.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €102 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €342 milioni comprendono essenzialmente: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€79 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani

di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€38 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€10 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 (€21 milioni).

21 | Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Piani a benefici definiti:		
- TFR	169	171
- Piani esteri a benefici definiti	3	[2]
- Fide e altri	72	67
	244	236
Altri fondi per benefici ai dipendenti	126	117
	370	353

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €126 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €109 milioni, i premi

di anzianità per €10 milioni e i piani di incentivazione di lungo termine per €6 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2018						31.12.2017					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fide e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fide e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	171	16	67	254	117	371	204	12	79	295	106	401
Costo corrente		1	1	2	31	33			2	2	40	42
Interessi passivi	3	1		4		4	2		1	3		3
Rivalutazioni:		(3)	7	4	25	29	(4)	4	(1)	(1)	2	1
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(1)		(1)		(1)						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie					24	24	(3)			(3)	2	(1)
- Effetto dell'esperienza passata		(2)	7	5	1	6	(1)	4	(1)	2		2
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione											31	31
Benefici pagati	(5)	(3)	(3)	(11)	(48)	(59)	(6)		(3)	(9)	(27)	(36)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti					1	1	(25)		(11)	(36)	(35)	(71)
Altre variazioni		6		6		6						
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	169	18	72	259	126	385	171	16	67	254	117	371
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		18		18		18		10		10		10
Rendimento delle attività a servizio del piano		(2)		(2)		(2)		7		7		7
Contributi al piano:		1		1		1						
- Contributi del datore di lavoro		1		1		1						
Benefici pagati		(3)		(3)		(3)						
Altre variazioni		6		6		6		1		1		1
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		20		20		20		18		18		18
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio												
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		5		5		5						
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		5		5		5						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	169	3	72	244	126	370	171	(2)	67	236	117	353

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
2018						
Costo corrente		1	1	2	31	33
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
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
2017						
Costo corrente			2	2	40	42
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					31	31
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					2	2
Totale	2		3	5	73	78
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"			2	2	73	75
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2		1	3		3

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2018				2017			
	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) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(1)		(1)				
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie					(3)			(3)
- Effetto dell'esperienza passata		(2)	7	5	(1)	4	(1)	2
- Rendimento delle attività a servizio del piano		2		2		(7)		(7)
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		5		5				
		4	7	11	(4)	(3)	(1)	(8)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	18
	20	18

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(%)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
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	
2017					
Tassi di sconto		1,5	1,5	1,5	0 - 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:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2018					
Effetto sull'obbligazione (DB0):					
TFR	(8)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(5)	5		4	6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(1)	2	...		
31.12.2017					
Effetto sull'obbligazione (DB0):					
TFR	(8)	8	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(5)	5		5	7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(1)	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 be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €61 milioni, di cui €13 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
31.12.2018					
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
31.12.2017					
2018		8	...	4	47
2019		9	...	3	41
2020		11	...	3	29
2021		10	...	3	1
2022		10	...	3	1
Oltre il 2022		123	...	51	4
Durata media ponderata	anni	9,7	11,0	14,1	2,5

22 | Strumenti finanziari derivati

[€ milioni]	31.12.2018		31.12.2017	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	107	58	187	131
- Outright	10	10	22	24
- Interest currency swap	85	83	85	87
	202	151	294	242
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	23	23	13	12
	23	23	13	12
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	495	543	256	362
- Future	7	5	4	2
- Altri	1	5	1	1
	503	553	261	365
	728	727	568	619
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	329	175	154	31
	329	175	154	31
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	21	21	16	16
Totale contratti derivati	1.078	923	738	666
Di cui:				
- correnti	886	763	533	505
- non correnti	192	160	205	161

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. 25 – Garanzie, impegni e rischi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo e le opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash – settled call options). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Passività finanziarie e analisi dell'indebitamento finanziario netto.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2018		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge			
Contratti su merci	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:

[€ milioni]	31.12.2018		
	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			
<i>Rischio prezzo commodity</i>			
- Vendite programmate	(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 discontinue 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 operazioni di ribilanciamento della copertura.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.154 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 €35 milioni nel corso del 2018) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.140 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 25 – 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)	2018	2017
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	116	(238)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(3)	(1)
	113	(239)

Gli altri proventi operativi netti di €113 milioni (oneri operativi netti di €239 milioni al 31 dicembre 2017) 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 €116 milioni).

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2018	2017
Strumenti finanziari derivati su valute	(98)	479
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	1	1
	(97)	480

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €97 milioni (proventi netti per €480 milioni nel 2017) 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. 32 – Rapporti con parti correlate.

23 | Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €1 milione (€2 milioni nel 2017) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

24 | Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	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	61	197
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(4)	
Riserva IFRS 10 e 11	308	492
Altre riserve di utili non disponibili:	(29)	(16)
Riserva art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005	9	15
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(38)	(31)
Altre riserve di utili disponibili:	25.287	24.379
Riserva disponibile	24.140	23.237
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR 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 da avanzo di fusione	636	636
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	5	...
Acconto sui dividendi	(1.513)	(1.441)
Utile dell'esercizio	3.173	3.586
	42.615	42.529

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2018, 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 2017) 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. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69,00%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Eni-fin 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 Eni-fin 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

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2017), e sono rappresentate da n. 33.045.197 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 per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2017) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie.

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 DPR 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 di €61 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:

(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2017	258	(61)	197
Variazione dell'esercizio	386	(124)	262
Rigiro a conto economico	(549)	158	(391)
Rigiro a rettifica Rimanenze	(10)	3	(7)
Riserva al 31 dicembre 2018	85	(24)	61

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 IFRS 10 e 11

La riserva di €308 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 negative per €29 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €9 milioni si incrementa per €23 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2018 in sede di attribuzione dell'utile 2017 e corrispondente alle plusvalenze iscritte 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 2, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di €29 milioni in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2018 come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valutazione rimanenze		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2017	21	(6)	15
Attribuzione utile 2017	33	(10)	23
Variazione dell'esercizio 2018	(41)	12	(29)
Riserva al 31 dicembre 2018	13	(4)	9

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €38 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.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €25.287 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €24.140 milioni si incrementa di €903 milioni a seguito essenzialmente della delibera dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2018 in sede di attribuzione dell'utile 2017 (€883 milioni) e della riclassifica della riserva art. 6, comma 2, del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto del realizzo avvenuto nel corso del 2018 (€29 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del DPR 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 DPR 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 DPR 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 DPR 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 DPR 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 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 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 DPR 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;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €5 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 (€4,6 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€0,87 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.513 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione deliberato il 13 settembre 2018 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 26 settembre 2018.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziante 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 €25,71 miliardi.

Informativa degli effetti sul risultato e sul patrimonio netto di Eni SpA per applicazione IFRS 11

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2018	2017	31.12.2018	31.12.2017
Eni SpA	3.173	3.586	42.615	42.529
di cui eccedenza dei patrimoni netti, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	(6)	(202)	302	289

25 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €101.165 milioni (€75.877 milioni al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Imprese controllate	98.133	66.116
Imprese collegate e joint venture	1.276	7.397
Proprio	1.749	2.187
Altri	7	177
Totale	101.165	75.877

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €98.133 milioni riguardano:

- per €34.918 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 €4.365 milioni (\$5.000 milioni), di €8.729 milioni (\$10.000 milioni) e di €21.824 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 €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 2018 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.325 milioni;
- per €19.831 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 2018 ammonta a €8.725 milioni;
- per €6.436 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 Refining & Marketing (€239 milioni), Altre attività e società finanziarie (€67 milioni), Gas & Power (€5.375 milioni), Chimica (€114 milioni) e altre attività (€641 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 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 2018 l'impegno effettivo è di €358 milioni;
- per €3.378 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 2018 ammonta a €2.372 milioni;
- per €2.948 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 2018 ammonta a € 2.670 milioni;
- per €2.619 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 2018 l'impegno effettivo è di €1.016 milioni;
- per €1.745 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 2018 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €1.222 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 2018 ammonta a €757 milioni;
- per €758 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €119 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 2018 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 2018 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 2018 ammonta a €24 milioni;
- 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 2018 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.276 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 2018 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 €305 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate 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 2018 è pari al valore nominale;
- per €218 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 2018 è pari al valore nominale;
- per €177 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 2018 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 2018 ammonta a €48 milioni;

- per €20 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.749 milioni riguardano:

- per €1.010 milioni la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione di Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- per €739 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 2018 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €7 milioni riguardano la lettera di patronage rilasciata a favore della banca a fronte del finanziamento concesso alla società Sigemi Srl. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Impegni	136	148
Rischi	414	436
	550	584

Gli impegni di €136 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 2018 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €116 milioni (€66 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €3 milioni come impegno economico).

I rischi di €414 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 na-

turale 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 Syndial 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% Syndial 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 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:

- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi finanziari⁸

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 in-

fluire 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 ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono concentrate 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 specifici 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

^[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.

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), concentra 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 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 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: 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 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 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 propone 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 (Portafoglio espresso in Eur) e 2017 (Portafoglio espresso in USD). Nel 2018, 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 2017.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2018 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2017) 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%]

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	2,47	1,23	1,71	1,45	3,16	1,04	1,71	1,72
Tasso di cambio ^(a)	0,43	0,02	0,16	0,15	0,30	0,01	0,11	0,16

[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%]

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	11,41		5,33		13,26		5,90	

[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]

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica portafoglio euro ^(a)	0,35	0,25	0,29	0,25	0,41	0,27	0,35	0,27

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(\$ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica portafoglio USD ^(b)	0,04	0,01	0,02	0,02	0,04	0,02	0,03	0,03

(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 avuto riguardo, tra l'altro, per queste ultime del modello di finanza accentrato 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 di default e della capacità di recupero (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 dalla funzione 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 insolvenza 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 2018 il programma risulta utilizzato per circa €16,7 miliardi (di cui Eni SpA €14,4 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. 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 da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni; nel corso del 2018 Moody's, a seguito della riduzione del rating assegnato all'Italia (da Baa2 a Baa3 con outlook stabile), ha ridotto il rating Eni di un notch (da A3 all'attuale Baa1).

Nel 2018 sono stati emessi, nell'ambito del Gruppo, bond per un controvalore complessivo di circa €2,8 miliardi, di cui circa €1,1 miliardi (USD 1,25 miliardi) nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e circa €1,7 miliardi (USD 2 miliardi relativo ad Eni SpA) attraverso un'emissione

dual-tranche sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2018, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €12.355 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.212 milioni, tutte scadenti oltre i 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine	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
(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
31.12.2017							
Passività finanziarie a lungo termine	1.987	3.713	2.815	1.396	1.243	9.639	20.793
Passività finanziarie a breve termine	4.146						4.146
Passività per strumenti finanziari derivati	505	81	14	10	17	39	666
	6.638	3.794	2.829	1.406	1.260	9.678	25.605
Interessi su debiti finanziari	485	446	349	247	223	1.062	2.812
Garanzie finanziarie	98						98

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	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
(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2018	2019-2022	Oltre	Totale
31.12.2017				
Debiti commerciali	5.254			5.254
Altri debiti e anticipi	971	29	26	1.026
	6.225	29	26	6.280

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI

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.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	Totale	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre
Contratti di leasing operativo non annullabili	2.233	386	329	285	219	208	806
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	3.693	30	44	67	61	36	3.455
Costi relativi a fondi ambientali	744	154	152	107	91	41	199
Impegni di acquisto:	119.383	12.348	10.013	9.697	8.885	8.658	69.782
- Gas ^(b)							
- Take-or-pay	115.649	10.975	9.481	9.238	8.529	8.385	69.041
- Ship-or-pay	3.734	1.373	532	459	356	273	741
Altri impegni, di cui:							
- Memorandum di intenti Val d'Agri	116	8	1	1	1	1	104
- Altri	20						20
Totale	126.189	12.926	10.539	10.157	9.257	8.944	74.366

(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 €5,9 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza					
	Totale	2019	2020	2021	2022	Oltre
Impegni per progetti committed	3.220	884	889	657	403	387

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018			2017		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Patrimonio netto		Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	1	19		[51]	242	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	154	[3]	[173]	123	[1]	[27]
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	6.100	33		5.793	[110]	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	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)	5.574	1		5.887	[195]	
- Crediti finanziari ^(c)	4.644	379		7.512	[364]	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	[5.632]	[50]		[6.225]	153	
- Debiti finanziari ^(c)	[25.683]	[613]		[24.962]	[729]	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €116 milioni di proventi (oneri per €238 milioni nel 2017) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €97 milioni di oneri (proventi per €480 milioni nel 2017).

(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 €26 milioni di oneri (oneri per €149 milioni nel 2017) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €27 milioni di proventi (oneri per €46 milioni nel 2017).

(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 2018 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2018			2017		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	5.910	190		4.921	872	
Rimanenze - Certificati bianchi	13			54		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		641			430	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		245			103	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			18			
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		108			154	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		84			51	
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		601			479	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		162			26	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		147			156	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		13			5	

Nel corso dell'esercizio 2018 non vi sono stati trasferimenti 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 2018, a fronte di 6,01 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,36 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,65 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

26 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2018	2017
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliiferi	14.956	12.544
Gas naturale e GPL	10.568	10.834
Energia elettrica e utility	2.419	2.600
GNL	1.679	885
Greggi	751	739
Gestione sviluppo sistemi informatici	103	97
Vettoriamiento gas su tratte estere	68	69
Altre vendite e prestazioni	1.251	1.218
	31.795	28.986
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(2)
	31.795	28.984

(€ milioni)	2018
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	131
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	13
	144

[a] Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 18 – Altre passività

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2018	2017
Accise su prodotti petroliferi	(8.663)	(8.630)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.876)	(1.693)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(476)	(444)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(226)	(200)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(123)	(198)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(7)
	(11.371)	(11.172)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2018	2017
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	17	1.998
Locazioni, affitti e noleggi	57	56
Proventi per attività in joint venture	37	42
Indennizzi	20	4
Altri proventi	200	216
	331	2.316

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti si riducono di €1.981 milioni a seguito della circostanza che nell'esercizio precedente era stata rilevata la plusvalenza relativa alla cessione dell'interest del 25% nell'A-

rea 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni). Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

27 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2018	2017
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	24.004	20.304
Costi per servizi	5.282	6.248
Costi per godimento di beni di terzi	490	476
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	492	110
Variazioni rimanenze	120	(240)
Altri oneri	234	307
	30.622	27.205

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2018	2017
Gas naturale	10.315	8.841
Materie prime, sussidiarie	8.845	7.595
Prodotti	3.862	3.169
Semilavorati	863	576
Materiali e materie di consumo	309	255
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(179)	(115)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(11)	(17)
	24.004	20.304

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2018	2017
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.820	2.531
Progettazione e direzione lavori	605	509
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	556	449
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	461	371
Manutenzioni	354	334
Trasporti e movimentazioni	311	300
Consulenze e prestazioni professionali	234	267
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	221	230
Costi di vendita diversi	159	218
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	145	451
Viaggi, missioni e altri	120	113
Servizi di modulazione e stoccaggio	83	126
Postali, telefoniche e ponti radio	81	93
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	80	86
Compensi di lavorazione	21	25
Altri	863	906
	6.115	7.009
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(640)	(581)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(193)	(180)
	5.282	6.248

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 €129 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €490 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €161 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2017).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €492 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.20 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €234 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€121 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 (€37 milioni).

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
1 anno	386	227
da 2 a 5 anni	1.041	417
oltre 5 anni	806	286
	2.233	930

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente contratti di "tolling fee" per la produzione di energia elettrica, asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti possono prevedere opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni

imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Salari e stipendi	884	883
Oneri sociali	247	245
Oneri per benefici ai dipendenti	114	141
Costi personale in comando	39	46
Altri costi	18	1
	1.302	1.316
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(120)	(117)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(50)	(36)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.128	1.159

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2018	2017
Dirigenti	625	641
Quadri	4.328	4.387
Impiegati	5.678	6.115
Operai	1.055	1.126
	11.686	12.267

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 ("Peer Group")⁹ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento¹⁰; 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.

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 (€14,246, per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (ca 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (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 e 2018, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €4,3 milioni (€0,3 milioni nel 2017) 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 €35 milioni e €40 milioni rispettivamente per il 2018 e il 2017 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Salari e stipendi	24	23
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	9	8
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		7
	35	40

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,6 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 sostituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

(9) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

(10) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

28 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	1.616	1.682
Oneri finanziari	(1.879)	(2.698)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	33	(110)
	(230)	(1.126)
Strumenti finanziari derivati	(97)	480
	(327)	(646)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(459)	(565)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(69)	(70)
Interessi attivi su depositi e c/c	4	3
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	33	(110)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	45	50
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(12)	(13)
	(458)	(705)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.270	1.127
Differenze attive da valutazione	142	316
Differenze passive realizzate	(1.037)	(1.251)
Differenze passive da valutazione	(267)	(740)
	108	(548)
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(42)	(44)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	114	144
Commissioni per servizi finanziari	35	32
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(4)	(25)
Altri proventi	6	10
Altri oneri	(19)	(30)
	90	87
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	30	40
	(230)	(1.126)

(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 €97 milioni, sono indicati alla nota n. 22 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

29 | Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Dividendi	4.851	3.061
Altri proventi	77	153
Totale proventi	4.928	3.214
Svalutazioni e altri oneri	(1.239)	(512)
	3.689	2.702

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Dividendi		
Eni International BV	3.716	2.569
Eni Investments Plc	436	
Versalis SpA	304	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	74	87
Eni Trading & Shipping SpA	73	113
Eni Finance International SA	68	
EniPower SpA	60	100
Ecofuel SpA	35	65
Eni Insurance DAC	35	
EniProgetti SpA	18	5
Floaters SpA	17	19
Transmediterranean Pipeline Ltd	7	9
Eni Gas & Power NV		72
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA		12
Transmed SpA	3	3
Altre	5	7
	4.851	3.061
Altri proventi		
Ripresa di valore LNG Shipping SpA	57	
Ripresa di valore Floaters SpA	18	
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	2	
Ripresa di valore Eni Gas & Power NV		134
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		11
Proventi su cessione Italgas SpA		8
	77	153
Totale proventi	4.928	3.214

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Svalutazioni		
Eni Investments Plc	476	
Versalis SpA	258	
Syndial SpA	202	210
Raffineria di Gela SpA	124	92
Eni Petroleum Co Inc	102	
EniProgetti SpA	27	47
Unión Fenosa Gas SA	15	84
Servizi Aerei SpA	8	4
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7	6
Eni Mozambico SpA	4	5
Eni New Energy SpA	4	
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	3	16
Società Petrolifera Italiana SpA	3	
Eni West Africa SpA		4
LNG Shipping SpA		41
Altre minori	1	3
	1.234	512
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	5	
	5	
Totale oneri	1.239	512

30 | Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
- IRES	33	(10)
- IRAP		(1)
Addizionale Legge n. 7/09		(61)
Totale imposte correnti	33	(72)
Imposte differite	4	(12)
Imposte anticipate ^[a]	(38)	138
Totale imposte differite e anticipate	(34)	126
Totale imposte estere	(5)	(311)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(6)	(257)
Imposte correnti relative alle joint operation	(3)	(42)
Imposte anticipate (differite) relative alle joint operation	6	128
Totale imposte sul reddito joint operation	3	86
	(3)	(171)

[a] Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 – Attività per imposte anticipate.

L'ultimo esercizio definito ai fini fiscali è il 2013 salvo eventuali conseguenze ai fini IRES, IRAP e IVA derivanti dai rilievi contenuti nel Processo

Verbale di Costatazione del 24 aprile 2018 riguardante accise sui prodotti energetici per i periodi d'imposta 2008-2017.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2018			2017		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.176	24,00%	762	3.757	24,00%	902
Differenza tra valore e costi della produzione	(186)	5,00%		1.701	5,00%	
Aliquota teorica		24,00%			24,00%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-34,82%			-18,57%	
- cessioni pex					-12,00%	
- effetti imposte Joint Operation					-2,29%	
- perdite fiscali società consolidate		-1,70%			-1,36%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		9,32%			2,34%	
- svalutazione anticipate		3,12%			0,37%	
- imposte estere cessione Mozambico					8,01%	
- addizionale IRES Legge 7/2009					1,62%	
- altre variazioni		0,17%			2,43%	
Aliquota effettiva		0,09%			4,55%	

Questa differenza è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con un effetto sul tax rate del 34,82%.

31 | 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)	2018	2017
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	24	24
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	24	24
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	287	337

32 | Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- 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;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
- 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;
- 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 2018 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 (€4 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€22 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 2018

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018					2018		
		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		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	
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
Altres ^(*)		147	99	1		410	160	374	
		2.906	2.509	922	764	66.376	12.915	12.526	498

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018					2018		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese collegate e a controllo congiunto								
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.

Esercizio 2017

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017					2017		
	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	2				13.128		3	
Agip Karachaganak BV	10				2.881	1	17	
Agip Oil Ecuador BV	2				131		4	
Ecofuel SpA	7	12	1		8	184	3	
Eni AEP Ltd					97			
Eni Angola SpA	28				2.853		57	
Eni Austria GmbH	4				12		100	
Eni Congo SA	27						69	
Eni Deutschland GmbH	84	9			2	106	697	
Eni Finance International SA	2		63	94		(1)	3	
Eni France Sàrl	2				55	82	10	
Eni Fuel SpA	226	48			44	12	1.417	
Eni Gas & Power France SA	248				35		836	
Eni Gas & Power NV						9	183	
Eni gas e luce SpA	538	286	1	1	594		842	1
Eni Insurance Designated Activity Company	203	4			192	24	4	
Eni Lasmo plc					539			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	25	58			6	225	90	
Eni México S. de RL de CV	8	1			262		18	
Eni Mozambique Engineering Ltd	6	29				102	14	
Eni Norge AS	13	10		2	221	88	33	
Eni North Africa BV	19	12			61	137	39	
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl					50			
Eni Suisse SA	10	2				18	112	
Eni Trading & Shipping SpA	1.127	1.550	431	409	7.513	8.399	3.820	(264)
Eni Trading & Shipping Inc					391			
Eni ULX Ltd					210			
Eni USA Gas Marketing LLC	2	1			1.530			
EniPower Mantova SpA	4	8			6	97	14	
EniPower SpA	20	182			24	361	60	
EniProgetti SpA	19	91			7	130	19	
EniServizi SpA	15	18			10	121	34	
Floaters SpA	2	13			2	50	3	
Ieoc Production BV	65	3				1	124	
Nigerian Agip Oil Co Ltd	23				68		33	
Raffineria di Gela SpA	7	19			143	29	18	
Syndial SpA	23	148			765	245	33	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	16	159				358	59	
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	185	43	1	2	1.017	156	697	(2)
Altre ^(*)	174	133	1		1.248	308	425	
	3.146	2.839	498	508	34.199	11.242	9.890	(265)

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017					2017		
	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								
Gruppo Saipem	11	21			7.273	42	6	
Società EniPower Ferrara Srl	3	7			10	98	23	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA						1	99	
Unión Fenosa Gas SA					57	2	104	
Altre ^(*)	37	4			1	54	41	
	51	32			7.341	197	273	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	8	6				337	151	
Gruppo Italgas	8	1			1	372	9	
Gruppo Snam	183	351				1.221	83	
Gruppo Terna	7	6				78	29	16
GSE - Gestore Servizi Energetici	47	54				308	679	
Altre imprese a controllo statale ^(*)	30	11				26	9	
	283	429			1	2.342	960	16
Fondi pensione e fondazioni								
		2				26		
	3.480	3.302	498	508	41.541	13.807	11.123	(249)

(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, Unión Fenosa Gas Comercializadora 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 Norge AS, 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 Agip Caspian Sea BV, Coral FLNG SA, Eni Angola SpA, Eni Congo SA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, leoc Production BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd) 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 impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters 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 trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Syndial SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

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 gasolio, la vendita di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali e la vendita di prodotti petroliferi 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 del gas dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 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 2018

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018		
		Crediti	Debiti	Garanzie	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.

Esercizio 2017

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017			2017			
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Discontinued Operations
Imprese controllate								
Banque Eni SA		364	52		(2)			
Eni Adfin SpA (in liquidazione)			211					
Eni Finance International SA		5.282	381	26.756	25	158	(370)	
Eni Finance USA Inc				2.894		1		
Eni gas e luce SpA		736				13		
Eni Hewett Ltd				68				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		177	1			2		
Eni Trading & Shipping SpA		168	602	2.027		17	1	
Eni Trading & Shipping Inc			13	76				
EniPower SpA			209					
EniProgetti SpA		76	12			1		
LNG Shipping SpA		3	188					
Raffineria di Gela SpA		145	3			1		
Serfactoring SpA		159	14			1		
Servizi Fondo Bombe Metano SpA		60	9			1		
Syndial SpA			2.065	39		2		
Tigaz-DSO Foldgázelosztó Kft		159						
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		256	2			3	(1)	
Versalis SpA		70	160	15		3	3	
Altre ^(*)		145	334	40	1	9	20	
		7.800	4.256	31.915	26	212	(349)	
Imprese collegate e joint venture								
Gruppo Saipem				56		13		
Società EniPower Ferrara Srl		76	28			1		
Altre ^(*)		27	20			1		
		103	48	56		15		
Imprese controllate dallo Stato								
Altre imprese a controllo statale ^(*)					3			
					3			
		7.903	4.304	31.971	29	227	(349)	

(*) 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.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 25 – 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:

(€ milioni)	31.12.2018			31.12.2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.654	503	5,21	6.214	368	5,92
Altre attività finanziarie correnti	2.689	2.686	99,89	2.700	2.692	99,70
Crediti commerciali e altri crediti	5.574	3.123	56,03	5.887	3.467	58,89
Altre Attività correnti	1.013	791	78,08	693	378	54,55
Altre Attività finanziarie non correnti	1.975	1.954	98,94	4.832	4.812	99,59
Altre Attività non correnti	565	294	52,04	481	164	34,10
Passività finanziarie a breve termine	4.435	4.234	95,47	4.146	3.923	94,62
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.178	7	n.s.	1.973	...	n.s.
Debiti commerciali e altri debiti	5.632	2.901	51,51	6.225	3.156	50,70
Altre passività correnti	1.448	700	48,34	872	511	58,60
Passività finanziarie a lungo termine	18.070	506	2,80	18.843	381	2,02
Altre passività non correnti	787	142	18,04	881	143	16,23

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2018			2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	31.795	13.296	41,82	28.984	10.939	37,74
Altri ricavi e proventi	331	127	38,37	2.316	77	3,32
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	30.622	14.876	48,58	27.205	13.711	50,40
Altri proventi (oneri) operativi	113	506	n.s.	(239)	(249)	n.s.
Proventi finanziari	1.616	188	11,63	1.682	227	13,50
Oneri finanziari	1.879	19	1,01	2.698	29	1,07
Strumenti finanziari derivati	(97)	211	n.s.	480	(349)	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	3.689		n.s.	2.702		n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2018	2017
Ricavi e proventi	14.282	12.107
Costi e oneri	(14.961)	(14.659)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(229)	188
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(53)	(137)
Interessi	151	186
Flusso di cassa netto da attività operativa	(810)	(2.315)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(59)	(32)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(14)	
Variazione crediti finanziari	2.905	(1.171)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	2.832	(1.203)
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	215	3.153
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	215	3.153
Totale flussi finanziari verso entità correlate	2.237	(365)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2018			2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	4.913	(810)	n.s.	3.281	(2.315)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	1.180	2.832	n.s.	(1.008)	(1.203)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.653)	215	n.s.	(642)	3.153	n.s.

33 | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125, della Legge n. 124/2017, di seguito sono indicate le erogazioni ricevute da parte di enti ed entità pubbliche italiani; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società, direttamente o indirettamente, controllata dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a beneficiari 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; (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 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.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del DL 135/2018, convertito con modificazioni dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12, 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	4.403.686
Eni Foundation	3.389.902
Fondazione Teatro alla Scala	3.052.192
Fondazione Giorgio Cini	1.000.000
WEF - World Economic Forum	260.586
Comitato Sisma Centro Italia - Confindustria, CIGL, CISL e UIL - Fondo di solidarietà per le popolazioni Centro Italia	242.326
Council on Foreign Relations	83.358
Atlantic Council of the United States, Inc.	81.307
World Business Council for Sustainable Development	72.805
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	51.588
Bruegel	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
Fondazione Camera Centro Italiano per la Fotografia	33.000
Istituto Giannina Gaslini	30.000
Center for Strategic & International Studies	29.687
Institute for human rights and business (IHRB)	22.548
Associazione CIVITA	22.000
Foreign Policy Association - USA	21.985
The Metropolitan Museum of Art	21.760
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Fondazione Human Foundation Giving and Innovating Onlus	20.000
Global Reporting Initiative	14.000
Lega Italiana Fibrosi Cistica Lazio Onlus	10.000

34 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2018.

35 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Accordo con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi per l'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining che opera il complesso di raffinazione di Ruwais e di Abu Dhabi dalla capacità di oltre 900 mila barili/giorno. Il corrispettivo dell'operazione è di \$3,3 miliardi, al netto del debito e dei possibili aggiustamenti al closing. L'operazione prevede inoltre la costituzione di una nuova joint venture dedicata alla commercializzazione dei prodotti petroliferi che sarà costituita con la partecipazione di Eni al 20%.

A fronte dell'accordo Eni ha rilasciato una Parent Company Guarantee per un importo di 3,3 miliardi di USD a favore della società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) a garanzia degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement. Eni rafforzerà così ulteriormente la resilienza del proprio business di raffinazione, riducendo a regime il margine di raffinazione di breakeven del 50%, a circa 1,5 \$/barile.

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 2018 di Eni SpA che chiude con l'utile di 3.173.442.590,70 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 3.173.442.590,70 euro, che residua in 1.660.963.734,84 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di 0,42 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 13 settembre 2018, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 2.132.000 euro;
 - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,41 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 2018 di 0,42 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2018 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,83 euro per azione; il pagamento del saldo dividendo 2018 di 0,41 euro il 22 maggio 2019, con data di stacco il 20 maggio 2019 e "record date" il 21 maggio 2019;
- l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

14 marzo 2019

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, comma 2, C.C.

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale nominato per il triennio 2017-2018-2019 dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 aprile 2017.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi enunciati 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 2018 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 un Sindaco ad una singola riunione. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione. Inoltre nel 2018 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". Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2018: 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, alle visite ai laboratori delle aree operative "upstream" e "Energy Solution" e all'impianto di Zohr in Egitto. 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 hanno assunto incarichi sindacali in società di Eni.

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 espresso parere favorevole sulla delibera assunta in data 17 gennaio 2019 dal Consiglio di Amministrazione, 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, sull'avvicendamento di un componente interno dell'Organismo di Vigilanza.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per l'esercizio precedente, anticipando a questo proposito quanto ora previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili nell'ultima edizione dell'aprile 2018, 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 innanzitutto confermato l'idoneità di tutti i Sindaci sulla base dei requisiti richiesti dalla normativa italiana e statunitense applicabile ad Eni in quanto quotata al NYSE. In particolare sono stati valutati positivamente la diversità di genere presente nell'attuale composizione del Collegio e gli altri aspetti di diversità rilevanti anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 2, lett. d-bis del TUF. Quanto al funzionamento, l'azione del Collegio è risultata efficiente per la assidua presenza dei Sindaci alle riunioni del Collegio nonché per la costante partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari, per la rilevanza e la selettività dei temi trattati, per la pianificazione delle attività oltreché per l'adeguato supporto informativo ricevuto.

L'attività del Collegio è risultata altresì efficace per la fluida interazione con il Consiglio di Amministrazione, con i vari comitati endoconsiliari, con gli altri soggetti rilevanti per il funzionamento del sistema di controllo interno e con i Collegi Sindacali delle principali 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.

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 non ha acquistato azioni proprie;
- 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 17 gennaio 2019, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento e senza individuare necessità di modifica o aggiornamento. 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 2018 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 2018, 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 per il Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014.

Sempre in data odierna la società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenute 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 13 settembre 2018 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 della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio 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 EY e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Alla EY 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) n. 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate dalla EY 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 della EY.

Il Collegio Sindacale ha tenuto riunioni con 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.

L'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2018 ha deliberato il conferimento dell'incarico di revisione legale per il periodo 2019-2027 alla società PricewaterhouseCoopers SpA, sulla base della raccomandazione

motivata presentata dal Collegio Sindacale al Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 16 del Regolamento Europeo n. 537/2014.

Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della PricewaterhouseCoopers (PwC) per monitorare il processo di *induction* del nuovo revisore – condotto dalla Direzione Amministrativa – ed essere informato sulle attività svolte relative essenzialmente alla comprensione delle attività, dei processi e dei sistemi di Eni nonché all'analisi delle principali tematiche di *accounting* e valutative. Il Collegio ha inoltre ricevuto informativa sull'evoluzione dei sistemi tecnologici di Eni finalizzati ad una maggiore efficienza dell'attività di revisione nonché sui principali rischi rilevanti preliminarmente individuati dal nuovo revisore alla luce delle attività di familiarizzazione e approfondimento svolte. Il Collegio ha condiviso con PwC la necessità di un sistematico scambio informativo fondamentale per assicurare il corretto ed efficace espletamento dei rispettivi compiti e responsabilità. Il Collegio ha inoltre monitorato il processo di affidamento dell'incarico al nuovo revisore da parte delle società controllate italiane ed estere.

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, mediante:

- i 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;
- ii 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, tra l'altro, sono state rappresentate le attività di analisi e gli interventi sui processi, sull'organizzazione e sui sistemi informativi connessi con l'implementazione del nuovo principio contabile internazionale in materia di leasing (IFRS 16);
- iii 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;
- iv 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 del Risk Assessment Annuale del portafoglio complessivo dei rischi Eni sulla base di un processo che ha coinvolto 80 società controllate in 27 Paesi. In particolare è stato fornito un focus sulle principali azioni di monitoraggio e di mitigazione attuate su alcuni Top Risk, tra cui il rischio di incidenti rilevanti agli asset upstream, il rischio credit&financing (partner upstream), l'instabilità politica e sociale di alcuni Paesi in cui opera Eni ed infine il rischio relativo ai Contratti Long Term di GLP;
 - esiti delle analisi "What if" sul rischio Climate Change e sul rischio Paese volte a verificare la resilienza economico-finanziaria delle attività di raffinazione green di R&M e delle attività Eni in Egitto sulla base dei relativi obiettivi del piano strategico 2019-2022;

- attività progettuali svolte in materia di rischi e specificamente volte a monitorare il "Reputational Risk", l'"Integrated Country Risk" e l'effetto di de-risking derivante dall'implementazione delle iniziative digitali in atto, cd. "Digital Transformation";

v l'esame della Relazione dell'Internal Audit sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi Eni;

vi l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit;

vii 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 sistematicamente al Collegio dalla Direzione Affari Legali;

viii l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni;

ix 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;

x i rapporti 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;

xi 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;

xii il monitoraggio degli sviluppi dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (descritti nella sezione "Contenziosi" della relazione finanziaria annuale) 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 è in corso 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 oltreché 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 rese disponibili con la chiusura delle indagini, 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 nei confronti, tra gli altri, dell'ex Chief Development, Operation & Technology Officer Eni e di un altro dipendente Eni, per presunti

comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner nelle iniziative minerarie locali. Con riferimento a tale procedimento che è nella fase di indagini preliminari, il Collegio Sindacale ha affidato, congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e con l'Organismo di Vigilanza di Eni, un incarico *forensic* per lo svolgimento di una verifica interna sui fatti oggetto di indagine. Da tali attività, allo stato non ancora concluse, non sono emersi elementi circa il coinvolgimento di dipendenti Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura;

- il procedimento su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria relativamente al quale è intervenuta la sentenza di primo grado che assolve, perché il fatto non sussiste, Eni ed il suo Amministratore Delegato pro tempore, oltre ai due funzionari Eni coinvolti. Avverso la sentenza è stato proposto appello da parte della Procura di Milano;
- le indagini in corso da parte della Procura di Milano che coinvolgono, fra gli altri, un ex consulente legale esterno e l'ex Chief Legal and Regulatory Officer di Eni, attualmente Chief Gas & Lng Marketing and Power Officer. Come più dettagliatamente descritto nella sezione contenziosi della Relazione Finanziaria annuale cui si rinvia, l'indagine ha ad oggetto un'ipotesi di reato associativo finalizzato ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria di cui si dà notizia nella presente Relazione e più dettagliatamente nella predetta sezione Contenziosi. A questo proposito l'attività di vigilanza del Collegio si è svolta parallelamente a quella di verifica della società secondo due direttrici fondamentali. La prima volta a verificare le azioni poste in essere dalla società per la verifica di eventuali evidenze del coinvolgimento di dipendenti Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La seconda finalizzata a valutare la complessiva tenuta del processo di *legal procurement* al fine di consentire l'espressione del giudizio sul sistema di controllo interno. In particolare con riferimento al primo aspetto il Collegio ha monitorato le diverse iniziative di verifica condotte dalla Società sul complessivo rapporto intercorso con il legale oggetto di indagine e con suoi colleghi/collaboratori. A questo proposito, oltre all'analisi svolta dall'audit interno, un primo incarico è stato affidato dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Organismo di Vigilanza, sentito il Collegio Sindacale, ad un soggetto terzo indipendente per condurre una verifica di tipo *forensic* dei documenti e dei fatti rilevanti rispetto alla vicenda in oggetto. Un secondo incarico è stato affidato dal Consiglio di Amministrazione a due consulenti legali esterni per una complessiva valutazione di tale rapporto anche sulla base degli esiti del primo incarico. Da questo punto di vista entrambe le predette iniziative di verifica si sono concluse senza rilevare evidenze di un coinvolgimento di dipendenti Eni nei fatti oggetto di indagine. Per quanto attiene alla seconda direttrice dell'attività di vigilanza, il Collegio ha rilevato che dalle predette iniziative di verifica sono emerse alcune carenze nelle attività del processo di *legal procurement* e nei relativi controlli. A tali carenze la Società ha reagito sia sul piano delle responsabilità aziendali, sia ridefinendo il disegno, sia rafforzando l'operatività dei controlli per quanto in particolare attiene alla tracciabilità delle attività nelle fasi di selezione dei consulenti, attribuzione degli incarichi e liquidazio-

ne dei corrispettivi. Su questi aspetti il Collegio ha altresì interagito con il Dirigente Preposto e con la Società di revisione condividendo l'opportunità di integrare il programma di revisione con un'attività di audit specifica sul processo di *legal procurement* finalizzata anche alla verifica dell'efficacia delle azioni correttive definite dalla Società. Gli esiti dell'attività di revisione sono stati tali da confermare tale efficacia già per la valutazione del sistema di controllo interno relativo all'esercizio 2018, considerando peraltro che i volumi del processo in oggetto sono al di sotto della soglia di materialità definita ai fini della valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo stesso. 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;

- il procedimento penale relativo ad una indagine per reati ambientali iniziata nel 2014 e conclusa nel 2017 e che coinvolge, tra gli altri, Versalis SpA ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nell'ambito di tale procedimento in data 20 febbraio 2019 è stato notificato Decreto di sequestro preventivo dello stabilimento Versalis di Priolo Gargallo, annullato nel successivo mese di marzo.

La section 301 del Sarbanes and 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 2018 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 2018 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 81 fascicoli di segnalazioni (73 nel 2017), di cui n. 69 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (58 nel 2017) e 12 relativi ad altre materie (15 nel 2017). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2018 sono stati chiusi n. 79 fascicoli (83 nel 2017), di cui n. 65 (61 nel 2017) afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 14 (22 nel 2017) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 65 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato

che 11 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (8 nel 2017), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 26 fascicoli (26 nel 2017) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 28 fascicoli (27 nel 2017), 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 2018, restavano aperti n. 21 fascicoli (19 al 31 dicembre 2017), di cui n. 20 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (16 al 31 dicembre 2017) e 1 relativo ad altre materie (3 nel 2017). 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 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 rilevanti ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni; (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 2018 ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Con riferimento, infine, alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017), 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 2018, 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 è pervenuta n. 1 denuncia ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile. La denuncia è collegata ad uno dei principali procedimenti giudiziari illustrati nella Relazione Finanziaria 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 la denuncia ricevuta anche mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti e ad esito di tali approfondimenti non ha riscontrato, allo stato, elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate, ritenendo adeguate le analisi condotte dalla società e le azioni poste in essere.

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 2018 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

5 aprile 2019

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 2018.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 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 2018:
 - 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.

14 marzo 2019

/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



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. (la "Società"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2018, 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 2018, 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'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

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.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 0043400584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n. 10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Riserve di petrolio e di gas naturale La stima dell'entità delle riserve di petrolio e di gas naturale è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione a causa dell'incertezza tecnica connessa alla valutazione delle quantità e alla complessità degli accordi contrattuali che regolano i termini e le condizioni di sfruttamento dei giacimenti. Tali stime hanno effetti significativi su alcune voci del bilancio, quali ammortamenti e svalutazioni delle attività materiali e immateriali del settore Exploration & Production (E&P) e i relativi fondi di abbandono e ripristino. Le riserve rappresentano, inoltre, un indicatore fondamentale delle potenziali performance future della Società. La Società ha fornito l'informativa relativa alle riserve di petrolio e di gas naturale nella nota 1.3 "Stime contabili e giudizi significativi".	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società per la determinazione della stima delle riserve di petrolio e di gas naturale; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei controlli chiave; (iii) la valutazione della competenza e obiettività del personale interno preposto a tali stime e degli esperti terzi incaricati dalla Società di effettuare una valutazione indipendente delle riserve; (iv) l'esame delle principali assunzioni, quali le previsioni dei profili di produzione, degli investimenti, dei costi operativi, dei costi per lo smantellamento e il ripristino del sito; (v) l'analisi delle assunzioni sottostanti al riconoscimento delle riserve "certe non sviluppate" (proved undeveloped); (vi) il confronto dei risultati del processo di stima interno della Società con le valutazioni risultanti dalle relazioni emesse dai suddetti esperti terzi; (vii) la verifica della coerenza dei volumi delle riserve stimate con quelli utilizzati ai fini del test di impairment, del calcolo degli ammortamenti e della stima dei fondi di abbandono e ripristino. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.
Valore recuperabile di alcune attività del settore Exploration & Production (E&P) La verifica del valore recuperabile delle attività materiali e immateriali del settore E&P è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione in quanto si basa sulle previsioni dei flussi di cassa futuri, caratterizzate da stime significative. In tale ambito, assumono particolare rilevanza le previsioni dell'andamento atteso nel lungo periodo del prezzo delle commodities, anche considerata la volatilità del mercato petrolifero, delle produzioni, dei costi operativi e degli investimenti.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società per la verifica della recuperabilità delle suddette attività; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni formulate dagli amministratori, avvalendoci anche del supporto di nostri specialisti in tecniche di valutazione. In particolare, è stata analizzata la metodologia adottata dalla Società



La Società ha fornito l'informativa sulla recuperabilità delle attività nella nota 13 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali" e, con riferimento alla complessità delle stime, nella nota 1.3 "Stime contabili e giudizi significativi".

per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodities, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e sono state confrontate le assunzioni utilizzate dagli amministratori per la stima del valore recuperabile delle attività materiali e immateriali con quelle utilizzate per la stima delle riserve di petrolio e gas naturale. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa

La Società è interessata da procedimenti in materia di responsabilità amministrativa d'impresa, a fronte di attività svolte in paesi esteri. La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti è un processo complesso che comporta l'applicazione di giudizio da parte degli amministratori, in ciò supportata dalle indicazioni dei legali interni ed esterni incaricati di fornire assistenza nei suddetti procedimenti e, pertanto, è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione. La Società ha fornito l'informativa sui rischi connessi ai procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa nella sezione "Contenziosi" della nota 25 "Garanzie, impegni e rischi".

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave, svolte anche con il supporto di nostri specialisti, hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti legali e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella valutazione dell'esito atteso, anche attraverso informazioni acquisite dai legali interni ed esterni, dalla funzione internal audit, dal collegio sindacale e dal comitato controllo e rischi; (iv) l'esame della documentazione rilevante relativa a tali procedimenti, nonché delle relazioni predisposte dagli esperti incaricati dalla Società. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

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'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 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 un'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 degli utilizzatori prese 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 od 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 e della 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 dai principi di revisione internazionali (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'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli Azionisti della Eni S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2010 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2010 al 31 dicembre 2018.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. 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'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2018, 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'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2018 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 S.p.A. al 31 dicembre 2018 e sono redatte in conformità alle norme di legge.



Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, 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, 5 aprile 2019

EY S.p.A.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Riccardo Rossi', is written over the printed name.

Riccardo Rossi
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Allegati 2018

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

143 | BILANCIO CONSOLIDATO

265 | BILANCIO DI ESERCIZIO

343 | ALLEGATI

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2018	344
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018	344
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio	367
Allegato alle Note del bilancio di esercizio	368
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione	374

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI AL 31 DICEMBRE 2018

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2018

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 2018, 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 2018 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	28	147	175						
Imprese consolidate joint operation				7	5	12			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	4	26	30	18	36	54			
Valutate con il metodo del costo	4	4	8	3	31	34			
Valutate con il metodo del fair value							3	22	25
	8	30	38	21	67	88	3	22	25
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllo congiunto					3	3			
					3	3			
Totale imprese	36	177	213	28	75	103	3	22	25

(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 RESIDENTI IN STATI O TERRITORI A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

La Legge 28 dicembre 2015, n. 208, (Legge di stabilità 2016), con decorrenza 1° gennaio 2016, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori si considerano privilegiati laddove il livello nominale di tassazione risulti inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia, da tale nozione sono esclusi gli Stati appartenenti all'Unione Europea ovvero quelli appartenenti allo Spazio Economico Europeo con i quali l'Italia ha stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni.

Al 31 dicembre 2018, Eni controlla 10 società residenti o con stabili organizzazioni in Stati o territori che applicano un regime fiscale pri-

villegiato individuati dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 10 società, 6 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione del livello di tassazione cui sono sottoposte. Delle 10 società, 8 rivengono dalle acquisizioni di Lasmo Plc, di Burren Energy Plc, di attività congolese della Maurel & Prom e di attività indonesiane di Hess Corporation. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi considerati a regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2018 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

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 0,91 68,99

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.
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
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 Oil Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ^[8]	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 ^[9]	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 ^[8]	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	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	73.471.000	Eni UK Ltd	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, 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		P.N.
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)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International 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.

[8] Società localizzata in uno Stato o territorio 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.

[9] Società localizzata in uno Stato o territorio 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.

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	23.214.400	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	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
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 Sarl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	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	100,00	C.I.
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 Ganai 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 Ganai 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 UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
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 ⁽⁸⁾	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	100,00	C.I.
Eni Iraq BV ⁽²⁴⁾	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	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	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 UK Ltd	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.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio 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.

(24) La società ha una filiale in Iraq ed una in Dubai, Emirati Arabi Uniti, quest'ultimo, Stato o territorio a regime privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza del 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 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 Ganai 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 Llc	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	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)	Paesi Bassi	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 ^[9]	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 Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	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 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.

[9] Società localizzata in uno Stato o territorio 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.

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	100,00	C.I.
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	254.057.680	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 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 ^[9]	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.
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.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[9] Società localizzata in uno Stato o territorio 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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
000 "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⁽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.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio 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.
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.
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		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 (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 USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esaccontrol 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

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.

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Industriale Gas Naturale (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo ScpA	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő 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	CDF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
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 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.
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,67 0,33	99,67	C.I.
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.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	2.474.225.632	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 Designated Activity Company	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.

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	Syndial 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 New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Syndial Servizi Ambientali SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	425.647.621,42	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	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	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	2.133.967.100	Windirect BV	100,00	90,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV leoc Exploration BV leoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Windirect BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	10.000	Eni International BV Soci Terzi	90,00 10,00	90,00	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	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	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	10.082.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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	172,1	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Compañía 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	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
East Kanayis Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
East Obaiyed Petroleum Company ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El Tensah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	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 ^(†)	Astana (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 Wll	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	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	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	leoc 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	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00	Co.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00	
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00	
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00	
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50	Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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 Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS ^(†) (in liquidazione)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	9.850.000	Eni International 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	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
United Gas Derivatives Co	Il 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	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc 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.

(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(*)
Vår Energi AS^(†) (ex Eni Norge AS)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,60 30,40	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	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	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	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^{(†)(19)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	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.

(19) Società localizzata in uno Stato o territorio 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.

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.
Petroven Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
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(*)
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.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.798.020,99	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,56 14,56 14,56 56,32		Co.
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 Syndial 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 Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA^(†) (in liquidazione)	Novara	Italia	EUR	179.000	Versalis SpA Genomatica Inc	80,00 20,00		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 Syndial 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 Syndial 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	301.800.000.000	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.

(*) 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	Wilmington (USA)	USA	USD	148.291.710,38	Eni Next Llc Soci Terzi	33,72 66,28		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(*)
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Saipem SpA^{(#)(†)}	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(b) 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(*)
Grid Edge (Private) Ltd^(†)	Saddar Town - Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.200.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		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: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00

(b) 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	25,00 75,00	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	530.060.381,89 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(*)
Consorzio Nazionale per la Gestione Raccolta e Trattamento degli Oli Minerali Usati	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	12,43 87,57	F.V.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	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	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	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 Company '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 Immobilier Pétrolier 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.

(14) 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 VERIFICATE SI NELL'ESERCIZIO

■ Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 10)

Arm Wind Llp	Astana	Altre attività	Acquisizione
Eni East Ganal Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Lebanon BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Next Llc	Houston	Corporate e società finanziarie	Costituzione
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Sharjah BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA	Thessaloniki	Gas & Power	Acquisizione del controllo
Mestni Plinovodi distribucija plina doo	Capodistria	Gas & Power	Acquisizione
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Windirect BV	Amsterdam	Altre attività	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 10)

Eni Bulungan BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Croatia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain	Exploration & Production	Cessione
Eni Engineering E&P Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Liverpool Bay Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Mestni Plinovodi distribucija plina doo	Capodistria	Gas & Power	Fusione
Eni Norge AS	Forus	Exploration & Production	Perdita del controllo
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló	Gas & Power	Cessione
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló	Gas & Power	Cessione

■ ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2018

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

In data 7 marzo 2018, 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 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €6.122.818,29 e ha deliberato di coprire la perdita mediante parziale utilizzo della riserva per copertura perdite.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €40.210.983 e ha deliberato, previo accantonamento alle altre riserve di utili non disponibili per €7.482.232, di distribuire un dividendo di €35.000.000, pari a €0,35 per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per €2.271.249. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €15.000.000, in data 15 giugno 2018, una seconda tranche pari a €10.000.000 in data 20 settembre 2018 ed una terza tranche, pari a €10.000.000, in data 28 dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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

L'Assemblea ordinaria del 16 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €2.789.025,08 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €2.631.923,04, pari a €0,016 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €157.102,04. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €2.623.276,69 in data 2 maggio 2018. L'Assemblea, nella sua parte straordinaria, ha altresì deliberato lo scioglimento volontario delle società, ai sensi dell'art. 2484, 1° comma, n. 6 del Codice Civile e la messa in liquidazione della stessa. In data 18 dicembre 2018, Eni SpA in qualità di socio di maggioranza ha approvato in sede assembleare il bilancio finale di liquidazione, il piano di riparto e la richiesta di cancellazione della società dal registro delle imprese. Al riguardo, in considerazione della mancata approvazione da parte dell'unanimità degli azionisti a seguito della presenza di un limitato azionariato terzo ampiamente disperso, la Società ha provveduto, ai sensi dell'art. 2493 C.C., al deposito dei predetti documenti presso il Registro delle imprese che ha iscritto la formalità in data 9 gennaio 2019; decorsi 90 giorni senza che siano stati presentati reclami, il bilancio finale di liquidazione e il relativo piano di riparto si intenderanno approvati.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 163.954.793 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 99,67148% del capitale sociale di €85.537.498,80.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €107.162.249,46 e ne ha deliberato il riporto a nuovo per pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 18 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €388.639,45 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €360.000, pari a €0,09 per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di €9.207,48. Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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

In data 12 dicembre 2017 è stata costituita la società Eni Energia Srl con un capitale sociale di €10.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €10.000 e altre riserve per €90.000. La società approverà il suo primo bilancio, relativo agli esercizi 2017-2018, nell'anno 2019. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €10.000, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 6 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$71.983.461 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo. L'Assemblea straordinaria del 25 giugno 2018 ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$103.973.077,12 utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a \$34.948.070,96 in data 20 luglio 2018. L'Assemblea straordinaria del 5 settembre 2018 ha deliberato di distribuire agli azionisti un ulteriore dividendo di \$130.661.353,60 utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a \$43.918.698,80 in data 1° ottobre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di \$356, pari al 33,61262% del capitale sociale di \$2.474.225.632.

Eni Fuel SpA – Roma

L'Assemblea del 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €951.369 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €144.440.994,41 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni per €141.006.778,41 e della riserva copertura perdite per €3.434.216.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 20 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €56.716,73 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €53.880, portando a nuovo l'utile residuo di €3,90. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €35.101.339,26 e ne ha deliberato la distribuzione agli azionisti a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$2.469.140 migliaia e ne ha deliberato la distribuzione, in una o più tranches, a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo nel periodo giugno-dicembre 2018. L'Assemblea del 18 dicembre 2018 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di \$1.800.000 migliaia e l'aumento del capitale proprio di \$400.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo; Eni ha incassato il dividendo deliberato nel mese di dicembre e in data 20 dicembre 2018 ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di \$400.000 migliaia a titolo di sovrapprezzo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di £772.465 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$401.650.000 e ne ha deliberato il trasferimento a riserve. Il Consiglio di Amministrazione del 6 giugno 2018 ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per \$300.000.000. Eni ha incassato la somma in più tranches nel periodo agosto-novembre 2018. Il Consiglio di Amministrazione del 27 novembre 2018 ha deli-

berato la distribuzione di un interim dividend per \$200.000.000. Eni ha incassato il dividendo nel corso del mese di dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 9 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €4.626.540,65 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato inoltre di coprire le perdite portate a nuovo degli esercizi 2015 e 2016 pari a €108.256.620,14 mediante l'utilizzo della riserva per utili portati a nuovo di €29.319.681,46 e per la parte restante di €78.936.938,68 mediante l'utilizzo per pari importo della riserva sovrapprezzo azioni.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €4.871.399,56 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea del 5 dicembre 2018 ha deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per €20.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in data 21 dicembre 2018. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €1.452.282,32 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività relative alla produzione di energie rinnovabili, l'Assemblea straordinaria del 19 giugno 2018 ha deliberato un aumento del capitale sociale da €5.000.000 a €9.296.000 mediante l'emissione di n. 4.296 nuove azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, con sovrapprezzo di €9.735.537, assegnate in via esclusiva ad EniPower SpA che le ha liberate mediante conferimento in natura del ramo d'azienda "Fotovoltaico" con efficacia 1° luglio 2018. In data 12 dicembre 2018, Eni ha acquistato l'intera partecipazione azionaria detenuta da EniPower SpA rappresentata da n. 4.296 azioni e pari al 46,21% dell'intero capitale sociale della Eni New Energy SpA per un corrispettivo di €14.031.537.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è variata da n. 5.000 azioni a 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 7 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di \$381.430.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 25 settembre 2018 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$80.000.000 mediante versamento pro-quota degli azionisti. In data 27 settembre 2018 Eni SpA ha versato la quota di propria spettanza di \$51.085.538,33.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €102.763.548,99 e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di €59.531.714,49, pari a €0,063 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €38.093.657,05. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €17.969.219,95 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €17.968.000, pari a €44,92 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €1.219,95. Eni ha incassato il dividendo in data 24 dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €1.996.751,93 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di €1.896.914,33.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €364.999,90 e ha deliberato la copertura parziale della perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite per €28.981,35 e il riporto a nuovo della perdita residua di €336.018,55.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €77.375.528,17 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alle altre riserve di utili non disponibili, di distribuire un dividendo di €73.244.713 pari a €1,22 per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 23 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €378.736,36 e ne ha deliberato, previa attribuzione alla riserva legale per €18.936,82, il riporto a nuovo per €359.799,54.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2018 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €7.434,01 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì approvato l'integrazione della riserva in conto capitale per €200.000. Eni ha versato la somma di €200.000 in data 10 dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Floaters SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €17.287.675,87 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €33.019.800, pari a €0,165 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €15.732.124,13. Eni ha incassato il dividendo in data 25 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ileoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €2.093.997,35 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo integrale della riserva copertura perdite future per €539.798,70 e per la parte restante di €1.554.198,65 mediante utilizzo di parte della riserva in conto capitale. L'Assemblea ha altresì deliberato l'utilizzo della parte restante della riserva in conto capitale per €445.801,35 a parziale copertura delle perdite portate a nuovo degli esercizi precedenti. L'Assemblea del 12 dicembre 2018 ha deliberato la copertura della perdita al 30 settembre 2018 pari a €12.756.699,11 mediante l'utilizzo integrale delle altre riserve di €1.942.857,61 e della riserva legale di €184,94 e la riduzione del capitale sociale da €18.331.000 a €7.518.000 mediante l'annullamento di 10.813 azioni dal valore nominale di €1.000 cadauna, portando a nuovo le perdite residue di €656,56.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è variata da n. 18.331 a 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 6 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €26.531.343,28 e ne ha deliberato la copertura della perdita mediante l'integrale utilizzo della riserva legale per €2.373.054,32 e il riporto a nuovo della perdita residua di €24.158.288,96.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 28 febbraio 2018, Eni ha effettuato 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 18 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €91.303.540,41 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva per copertura perdite per pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 9 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €4.892.311,65 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva per utili portati a nuovo per pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €4.173.669,75 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 Bombe Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 26 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €454.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €2.832.027,28. L'Assemblea, nella sua parte straordinaria, ha deliberato di coprire la perdita dell'esercizio di €2.832.027,28 e delle perdite degli esercizi precedenti di €7.655.077,04, mediante l'utilizzo della riserva indisponibile per €45.230,73, la riduzione del capitale sociale da €24.103.200 a €13.877.600 mediante la riduzione del valore nominale delle 73.040.000 azioni in circolazione da €0,33 a €0,19, portando a nuovo la perdita residua di €216.273,59.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 risulta pari a n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,19, pari al 99,96413% del capitale sociale di €13.877.600.

Syndial Servizi Ambientali SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €210.856.109,75 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo delle riserve per €851.662 e mediante la riduzione del capitale sociale da €424.818.703,05 a

€214.814.255,30. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €214.814.255,30 a €425.647.621,42 mediante l'emissione di n. 795.597.608 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 13 aprile 2018, Eni ha sottoscritto n. 795.597.122 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €210.833.237,33. In data 18 maggio 2018, 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 €124,55.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è variata da n. 795.597.122 azioni a n. 1.591.194.714 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99997% del capitale sociale di €425.647.621,42.

TIGÁZ Tisztántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajduszoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di 1.525.072.372 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 21 giugno 2018 Eni ha ceduto la totalità delle azioni in suo possesso.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €73.798.653,07 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €73.798.776, pari a €672,12 per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo in data 2 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 20 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €320.371.572,47 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €304.352.993,85 pari a €0,223 per azione. Eni ha incassato il dividendo nel periodo aprile-giugno 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2018

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €240.690,42 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €256.640, pari a €128,32 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €15.949,58. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €128.320 in data 1° giugno 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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)

Nell'ambito delle operazioni di riorganizzazione dell'assetto societario della Norsea Pipeline Ltd in data 27 giugno 2018 è stata costituita la società Norpipe Terminal Holdco Ltd, con capitale sociale pari a £30,322 per n. 3.032.220 azioni del valore nominale di £0,00001. A tale data Eni possedeva n. 786.024 azioni, pari al 25,92239% del capitale sociale. In data 16 luglio 2018, Eni ha acquisito ulteriori n. 4.779 azioni. In data 20 luglio 2018, Eni ha conferito alla società n. 786.025 azioni della società Norsea Pipeline Ltd, pari al 10,3233% del capitale sociale, in cambio di n. 1 azione nella Norpipe Terminal Holdco Ltd. Contestualmente, in seguito a ulteriori conferimenti nella società da parte di soci terzi, il capitale sociale è stato incrementato a £55,69, pari a n. 5.568.757 azioni del valore nominale di £0,00001. Il Consiglio di Amministrazione del 5 ottobre 2018 ha deliberato la distribuzione di interim dividend per £4.399.318. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £624.735,16 in data 15 ottobre 2018. L'Assemblea del 20 dicembre 2018 ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per £4,065,192,60. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £577.286,92 in data 27 dicembre 2018.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2018 è pari a 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 3 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €495.757.929,98 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo delle riserve disponibili.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €239.515 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €6.845.395,99 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €6.845.376, pari a €28,5224 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €19,99. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.422.688 in data 1° giugno 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 10 luglio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$14.502.703, e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$14.502.703, pari a \$14,06664 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$7.251.351,50 in data 18 luglio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Union Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 9 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €34.281.093,27 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2018

Mozambique Rovuma Venture SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €86.677.390,08 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €4.000.000, di riportare a nuovo l'utile residuo di €82.608.931,08 e riportare a nuovo l'utile di competenza del Patrimonio Destinato di €68.459.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 2 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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 16 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €4.445.188,25 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €9.255.000, pari a €3 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €4.809.811,75. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza in data 15 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 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

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2018 (migliaia di euro)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	13.154
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	148
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi ^[1]	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	1.201
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo ^[2]	i) Società controllate	4.428
	ii) Rete del revisore della capogruppo ^[3]	ii) Società controllate	7.433
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ^[4]	i) Società controllate	141
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	141
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo	i) Società controllate	0
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	0
Altri servizi ^[5]	i) Revisore della capogruppo	i) Società controllate	47
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	380
Totale			27.073

[1] Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo da EY SpA 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.

[2] Di cui Euro 113 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[3] Di cui Euro 75 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[4] Di cui Euro 0,5 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto - joint operation.

[5] Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate da EY SpA 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 2018: € 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

Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998
Annual Report
Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito presso la US Securities and Exchange Commission
Fact Book (in italiano e in inglese)
Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998
Interim consolidated report as of June 30
Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998
(in italiano e in inglese)
Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

Eni in 2018 - Summary Annual Review (in inglese)
Eni For 2018 - Sustainability Report (in italiano e in inglese)

Sito internet

www.eni.com

Centralino

+39-0659821

Numero verde

800940924

Casella email

segreteria.societaria.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: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

Stampa

Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

